

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидротехнических сооружений»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В.Б. Затеев

«16» 06 2017 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Акуловой Александре Владимировне.

Группа СБ13-01. Направление 08.03.01 Строительство.

Тема выпускной квалификационной работы «Проектирование Бурского гидроузла на реке Витим. Подводно-техническое обследование состояния гидротехнических сооружений и примыкающих к ним участков неукрепленного русла».

Утверждена приказом по университету № 41/17-с от 16 марта 2017 г.

Руководитель ВКР С.И.Глушенко, инженер СМГТС ПАО «РусГидро» Саяно-Шушенская ГЭС им. Непорожного.

Исходные данные для ВКР:

1) гидрологические данные.

Перечень разделов ВКР:

1) Общая часть; 2) Водно-энергетические расчёты; 3) Выбор гидросилового оборудования; 4) Компонировка основных сооружений гидроузла в плане; 5) Организация и технология строительства; 6) Мероприятия по охране труда, противопожарной безопасности и охране окружающей среды; 7) Техничко-экономические показатели; 8) Подводно-техническое обследование состояния гидротехнических сооружений и примыкающих к ним участков неукрепленного русла.

Перечень графического материала: выбор установленной мощности Бурского гидроузла ; поперечный разрез по станционной части Бурского гидроузла; этапы строительства Бурского гидроузла; поперечный разрез по бетонной водосливной плотине; генеральный план Бурского гидроузла; организация и технология строительства гидроузла; календарный план строительства; строительный генеральный план.

Руководитель ВКР



подпись

С.И.Глушенко

Задание принял к исполнению



подпись

А.В.Акулова

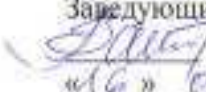
« 13 » июня 2017 г.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидротехнических сооружений»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В.Б. Затеев

«16» 06 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01-Строительство

ПРОЕКТИРОВАНИЕ БУРСКОГО ГИДРОУЗЛА НА РЕКЕ ВИТИМ.

**ПОДВОДНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ СОСТОЯНИЯ
ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ И ПРИМЫКАЮЩИХ К
НИМ УЧАСТКОВ НЕУКРЕПЛЕННОГО РУСЛА**

Руководитель   С.И. Глущенко
подпись, дата должность, ученая степень


Выпускник  2 06 2017 А.В. Акулова
подпись, дата

Саяногорск 2017

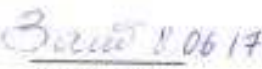
Продолжение титульного листа БР по теме Проектирование Бурского гидроузла на реке Витим. Подводно-техническое обследование состояния гидротехнических сооружений и примыкающих к ним участков неукрепленного русла

Консультанты
по разделам:


Общая часть

 8.06.17 С.И. Глушенко
подпись, дата

Водно-энергетические
расчеты

 8.06.17 Е.Ю.Затеева
подпись, дата

Выбор основного и
вспомогательного
оборудования

 14.06.17 А.В.Масленникова
подпись, дата

Компоновка гидроузла,
выбор типа и расчет основных
сооружений

 14.06.17 Л.С.Пермякова
подпись, дата

Технология гидротехнического
Строительства

 15.06.17 Н.А.Эклер
подпись, дата


Мероприятия по охране природы

 15.06.17 В.А.Кадычegov
подпись, дата

Технико-экономические показатели

 05.06.17 В.В.Лapasова
подпись, дата

Спецвопрос

 8.06.17 С.И. Глушенко
подпись, дата

Нормоконтролер

 19.06.17 А.А.Чабанова
подпись, дата

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Бурского гидроузла	11
Введение.....	13
1 Общая часть.....	14
1.1 Природные условия	14
1.1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла	14
1.1.2 Гидрологические данные	14
1.1.3 Инженерно-геологические условия	15
1.2 Энергоэкономическая характеристика района	15
2 ВОДНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ И ВОДОХОЗЯЙСТВЕННЫЕ РАСЧЕТЫ.....	16
2.1 Исходные данные.....	16
2.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока	18
2.2.1 Выбор расчетного средневодного года ($p = 50\%$)	21
2.2.2 Выбор расчетного маловодного года ($P = 90\%$)	21
2.3 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы.....	19
2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.....	22
2.5 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы	25
2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году	28
2.7 Определение установленной мощности проектируемой ГЭС и планирование капитальных ремонтов. Баланс мощности и энергии в энергосистеме.....	34
2.9 Водно-энергетический расчет режима работы проектируемой ГЭС в среднем по водности году	37
2.9 Построение режимного поля проектируемой ГЭС	39
3 Выбор гидросилового оборудования.....	42
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	42
3.2 Определение параметров турбин	43
3.3 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу.	46
3.4 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы.....	46
3.4.1 Работа одного гидроагрегата с установленной мощностью и N_{\max} , гидротурбина ПЛ40а-В -1060	47
3.4.2 Работа одного гидроагрегата с N_{\min} и соответствующей мощностью на линии ограничения пропускной способности турбины, гидротурбина ПЛ40а-В -1060	48
3.4.3 Работа одного гидроагрегата с расчетной мощностью и $N_{\text{расч}}$, гидротурбина ПЛ40а-В -1060	48
3.4.4 Работа одного гидроагрегата с установленной мощностью и N_{\max} , гидротурбина ПЛ40б-В – 950	49

3.4.5	Работа одного гидроагрегата с N_{min} и соответствующей мощностью на линии ограничения пропускной способности турбины, гидротурбина ПЛ40Б-В – 950	49
3.4.6	Работа одного гидроагрегата с расчетной мощностью и $N_{расч}$, гидротурбина ПЛ40Б-В – 950	49
3.5	Выбор гидрогенератора	50
3.6	Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки. Выбор электрогидравлического регулятора	51
4	ПРОЕКТИРОВАНИЕ СООРУЖЕНИЙ НАПОРНОГО ФРОНТА	52
4.1	Компоновка основных сооружений гидроузла в плане	52
4.2	Проектирование бетонной водосливной плотины	52
4.2.1	Определение отметки гребня плотины	52
4.2.2	Гидравлические расчеты	55
4.2.2.1	Определение ширины водосливного фронта, числа и размеров водосливных отверстий	55
4.2.2.2	Определение отметки гребня водослива	57
4.2.2.3	Построение профиля водосливной плотины	59
4.2.2.4	Проверка на пропуск поверочного расхода при поверочном расчетном случае	61
4.2.2.5	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе	62
4.4	Конструирование плотины	66
4.4.1	Определение ширины подошвы плотины	66
4.4.2	Разрезка плотины на секции	67
4.4.3	Разрезка плотины на столбы	67
4.4.4	Быки	68
4.4.5	Галереи в теле плотины	68
4.4.6	Дренаж тела плотины	68
4.5	Назначение размеров основных элементов плотины	69
4.5.1	Элементы подземного контура плотины	69
4.5.1.1	Цементационная завеса	69
4.5.1.2	Дренажные устройства в основании	70
4.6	Фильтрационные расчеты подземного контура	71
4.6.1	Расчет фильтрации под плотинной на скальном основании	71
4.7	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины	71
4.7.1	Определение основных нагрузок, действующих на плотину	71
4.7.1.1	Определение веса водосливной плотины и быка	72
4.7.1.2	Вес подъемного механизма	72
4.7.1.3	Сила гидростатического давления воды	73
4.7.1.4	Равнодействующая взвешивающего давления	73
4.7.1.5	Давление грунта	74
4.7.1.5	Определение нагрузки от волнового давления	75
4.7.2	Расчёт прочности плотины	76
4.7.3	Критерии прочности плотины	79
4.7.4	Обоснование устойчивости плотины	80
5	Организация и технология строительства	82

5.1	Этапы возведения сооружений и схемы пропуска строительных расходов на различных этапах.....	82
5.1.1	Разбивка сооружения на этапы возведения.....	82
5.1.2	Расчет пропуска строительного расхода через донные отверстия ...	83
5.1.3	Выбор способа перекрытия.....	84
5.2	Организация и технология работ по возведению перемычек	86
5.2.1	Размеры котлована I очереди.....	88
5.2.2	Размеры котлована II очереди	88
5.3	Организация и технология работ по водоотливу.....	89
5.3.1	Определение объема воды в котловане I очереди	89
5.3.2	Определение объема воды в котловане II очереди.....	90
5.4	Определение объемов основных работ.....	91
5.5	Определение способов производства основных видов работ	92
5.5.1	Основные строительные машины и их производительность	92
5.6	Строительный генеральный план	93
5.7	Технологическая карта по бетонным работам кранами.....	94
5.7.1	Определение производительности кранов	95
6	Мероприятия по охране труда, противопожарной безопасности и по охране окружающей среды.....	97
6.1	Охрана труда Бурской ГЭС.....	97
6.1.1	Общие требования по охране труда для работы сотрудников Бурской ГЭС.....	97
6.2	Инструкция по пожарной безопасности Бурской ГЭС	101
6.2.1	Содержание территории.....	101
6.2.2	Содержание зданий и помещений.....	102
6.2.3	Содержание средств пожаротушения	104
6.2.4	Порядок действия персонала при возникновении пожара	106
6.2.5	Ответственность работников за обеспечение пожарной безопасности	107
6.3	Охрана окружающей среды	108
6.3.1	Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов	109
6.3.2.	Очистка зоны водохранилища от древесно-кустарниковой растительности.....	110
6.3.3	Водоохранная зона.....	110
6.3.4	Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции	111
6.3.4.1	Обращение с отходами.....	111
7	ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ.....	113
7.1	Оценка объемов реализации электроэнергии	113
7.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	114
7.3	Налоговые расходы.....	115
7.4	Прибыль	116
7.5	Оценка инвестиционного проекта.....	117
7.6	Методология, исходные данные.....	117
7.7	Бюджетная эффективность	118

7.8	Коммерческая эффективность	118
7.9	Анализ рисков инвестиционного проекта	119
8	Подводно-техническое обследование состояния гидротехнических сооружений и примыкающих к ним участков неукрепленного русла.....	121
8.1	Область применения	121
8.2	Основные требования	121
8.2.1	Объекты обследования	121
8.3	Сроки и периодичность проведения подводно-технического обследования	122
8.4	Методы и способы обследования.....	123
8.5	Схемы проведения обследования.....	125
8.6	Результаты обследования.....	126
	Заключение.....	129
	Список использованных источников.....	131
	Приложение А Эпюры действующих нагрузок на плотину для основного сочетания нагрузок и воздействий	129
	Приложение Б Эпюры действующих нагрузок на плотину для особого сочетания нагрузок и воздействий	135

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ БУРСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки..... Витим;
2. Местонахождение ГЭС Иркутская область;
3. Тип проектируемой установки ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
 - а) всех турбин 6243,2 м³/с;
 - б) максимальный с обеспеченностью 0,1% 10496 м³/с;
0,01% 11762 м³/с;
 - в) минимальный..... 780,4 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока годовой;
 - б) отметка: НПУ 260,0 м;
ФПУ 261,0 м;
УМО 143,5 м;
 - в) объемы:
 - полный..... 43,10 м³;
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный..... 38,5 м;
 - б) расчетный..... 30 м;
 - в) минимальный..... 20 м;
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность установленная..... 1404 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии..... 11,57 млрд. кВт·ч;
8. Плотины:
 - а) правобережная..... глухая гравитационная (материал – бетон);
 - б) левобережная..... глухая гравитационная (материал – бетон);
 - в) общая длина / максимальная высота..... 480 м / 65 м;
9. Водосбросные сооружения
 - а) тип..... поверхностный водослив;
 - б) число пролетов 11 отверстий;
 - в) общая длина..... 110 м;
10. Здание ГЭС:
 - а) тип здания плотинное;
 - б) число агрегатов 8;
 - б) грунты в основании диорит;
 - в) тип спиральной камеры..... бетонная;
 - г) тип отсасывающей трубы..... изогнутая;
 - д) расстояние между осями агрегатов..... 30 м;
11. Основное оборудование:
 - а) тип турбины ПЛ406–В–950;
 - б) тип генератора..... СВ- $\frac{1490}{220}$ 96ТВ4;
 - в) мощность генератора..... 195 МВт;
 - г) частота вращения 75 об/мин;

12. Техничко–экономические показатели:

- а) себестоимость энергии0,048 руб./кВт·ч;
б) Срок окупаемости.....80 месяца.

ВВЕДЕНИЕ

Потребление энергии является обязательным условием существования человечества. Наличие доступной для потребления энергии всегда было необходимо для удовлетворения потребностей человека, увеличения продолжительности и улучшения условий его жизни. Самым распространенным видом энергии является электрическая энергия. В настоящее время народное хозяйство стремительно растет, увеличивается число потребителей электрической энергии, тем самым необходимо увеличивать генерирующие мощности, растущая потребность в энергии призывает к реализации немалых мероприятий по увеличению эффективности работы энергетических установок.

Электрическая энергия вырабатывается на электрических станциях, различного типа. Самым удобным видом электростанций с низкой себестоимостью электроэнергии на сегодняшний день являются гидравлические, с неоспоримым плюсом, таким как экологическая чистота. Одним из основных сооружений гидравлических станций является плотина, которая служит для подпора воды, с последующим преобразованием потенциальной энергии воды в электрическую. В результате разрушения плотины, появляется угроза затопления больших территорий. Поэтому необходим крайне серьезный подход к проектированию гидротехнических сооружений для качественного и безопасного использования гидроресурсов, что регламентируется в СНиПах и нормативных документах.

Целью бакалаврской работы является проектирование сооружений, выбор основного и вспомогательного оборудования, разработка правил охраны труда и окружающей среды, технико-экономическое обоснование эффективности проекта, разработка технологической карты и составление календарного плана строительства гидроузла.

1 Общая часть

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла

Район реализации проекта расположен в резко континентальной климатической области. Резко континентальный тип климата характеризуется большими годовыми и суточными амплитудами температуры воздуха, продолжительной холодной зимой, инверсиями температур, и коротким относительно теплым летом.

Средняя годовая температура воздуха по району составляет от минус 12°C до минус 20 °С.

Абсолютный минимум минус -55°C приходится на январь. Самый теплый месяц – июль со средней температурой 16-20 °С.

Абсолютный максимум температуры воздуха 40°C приходится на июнь – июль. Средняя годовая относительная влажность воздуха составляет 72 – 75%. Годовое количество осадков - от 450 до 525 мм. Средняя годовая скорость ветра составляет 1,0 – 2,0 м/с. Устойчивый снежный покров образуется, как правило, в первой половине ноября. Сходит снежный покров во второй – третьей декадах апреля. Территория района по климатическим характеристикам относится к экстремально дискомфортной и абсолютно дискомфортной зонам проживания человека.

1.1.2 Гидрологические данные

Река Витим протекает по территории Баунтовского района Бурятии, затем течет по по границе Баунтовского и Муйского районов Бурятии с Забайкальским краем, а в нижнем течении по территории Иркутской области. Гидрохимический режим и качество воды реки в основном определяются природными факторами: гидрологическим режимом, составом пород, слагающих водосборную площадь, сплошным распространением вечномёрзлых грунтов, разгрузкой в русло реки высокоминерализованных подземных вод. Питание реки происходит за счёт дождей.

Особенности водосборной площади обуславливают повышенное содержание в воде р.Витим хлоридов, сульфатов, железа, меди, фенолов. Высокое содержание хлоридов и сульфатов характерно для периода зимней межени, когда сток реки определяется подземным питанием.

Воды р.Витим используются в качестве источника хозяйственно-питьевого водоснабжения населенных пунктов, расположенных по берегам реки.

1.1.3 Инженерно-геологические условия

Согласно инженерно-геологическому районированию долины реки Витим, участок створа расположен в пределах района с особо сложными инженерно-геологическими условиями.

Химический состав всех типов вод гидрокарбонатно-кальциевый, минерализация не превышает 3 г/л. Высокоминерализованные воды ($M=130$ г/л) встречаются только на значительных глубинах. Характерной особенностью этой области является глубокое (до 1 км) проникновение пресных гидрокарбонатно-кальциевых вод в коренные породы.

Среди физико-геологических процессов и явлений отмечаются солифлюкция, оползни ангарского типа, морозное выветривание, курумообразование, заболачивание территории и карстовые проявления.

1.2 Энергоэкономическая характеристика района

На территории района имеются 32 муниципальных районов, 10 городских округов, 63 городских поселений и 361 сельского поселения.

Водохранилище создано с целью хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения промышленных районов городов; обеспечения необходимого санитарного состояния р. Витим, выработки электроэнергии. С этой целью водохранилище аккумулирует сток реки в период весеннего половодья и осуществляет попуски воды в р. Витим для покрытия дефицита в воде в маловодные периоды года и поддерживает в реке расчетные расходы и для выработки электроэнергии.

В рассматриваемом регионе, вырабатываемая мощность гидроузла позволит в полной мере расширить производство.

2 Водно-энергетические и водохозяйственные расчеты

2.1 Исходные данные

1. Данные по энергосистеме:
 - 1.1 Энергосистема Сибири.
 - 1.2 Годовой максимум нагрузки и суточный график нагрузки с сайта СО ЕЭС России;
 - 1.3 Установленная мощность существующих ГЭС 1404 МВт;
 - 1.4 Гарантированная мощность существующих ГЭС 1275 МВт.
 - 1.5 Резервы: нагрузочный резерв системы 2%, аварийный резерв системы 9%.
2. Схема использования реки: сомкнутый каскад.
3. Координаты кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Координаты кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе

Q, м ³ /с	Zнб,м
0,0	217,2
100	218
350	219,8
600	220,7
920	221,3
1432	221,8
2034	222,2
2615	222,5
2986	222,6
3512	222,7
3985	222,8
4423	222,9
4895	223,0
5300	223,05
5900	223,1

4. Координаты зависимости объемов, площадей и уровней в ВБ водохранилища Бурской ГЭС приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – координаты зависимости объемов и уровней в ВБ

Zвб,м	V,км ³
217,2	0,00
219,0	0,50
222,0	1,50
228,0	3,70
235,0	7,20
242,0	12,30
248,0	19,00
253,0	26,40
257,0	36,00
259,0	43,50
260,0	49,10
261,0	55,40

5. Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе 1,0.

6. Требования участников ВХК и потери воды приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Требования участников ВХК и потери воды

Q, м ³ /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	500	500	500	500	680	680	680	680	680	680	680	680
Фильтрация	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Испарение	-	-	-	-	1	2	15	20	25	21	-	-
Льдообразование	-5	-4	-3	-2	26	-	-	-	-	-	-6	-6

7. Коэффициент мощности $kN = 8,8$.

8. Потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h = 1,0$ м.

9. НПУ Бурской ГЭС 260 м.

10. Расчетный Гидрологический ряд наблюдений р. Витим за период 1920-84 гг. приведен в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Среднемесячные расходы воды (м³/с) реки Витим в створе Бурской ГЭС за период с 1920 по 1984 гг.

Годы	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV
1920-21	4000	7350	3050	4010	4990	1560	930	650	573	469	432	529
1921-22	2300	5680	3650	4490	4940	3120	872	682	612	567	575	1120
1922-23	2450	5900	4700	4800	3510	1850	650	536	507	514	512	950
1923-24	3840	4420	4980	3970	3700	1740	800	657	493	458	463	919
1924-25	5420	4060	4380	4430	4450	1980	786	649	590	574	539	1010
1925-26	3300	5630	3160	1720	1400	1030	577	472	450	428	413	809
1926-27	2530	4090	1850	1950	1480	1030	472	577	480	398	382	1000
1927-28	2470	4080	3490	3320	3260	1860	957	663	618	488	458	960
1928-29	2240	4400	4680	6090	3500	1570	688	613	563	530	530	887
1929-30	3990	5760	3410	4950	3920	2130	885	621	563	488	488	1320
1930-31	3580	4930	3040	3700	3480	1820	619	522	467	440	437	753
1931-32	7220	6320	3920	3910	3380	1732	758	558	523	477	443	740
1932-33	2430	6100	4090	3320	2740	1230	665	576	617	504	498	992
1933-34	3030	4290	2890	3790	2830	1756	915	647	600	553	547	942
1934-35	1670	4330	4660	3420	2230	1462	595	532	566	534	518	765
1935-36	4490	7410	5160	3940	3560	1420	750	632	602	517	498	1230
1936-37	1410	6290	2510	3400	2020	1142	667	569	516	448	437	704
1937-38	1500	6460	6280	4590	2790	1370	703	417	381	380	380	993
1938-39	3870	8900	4600	3440	3050	1961	1050	609	672	517	474	1142
1939-40	3920	6200	4240	3440	2870	1920	1180	666	615	543	505	1070
1940-41	3710	8100	3780	3430	3020	1630	900	710	621	507	446	1000
1941-42	2350	2800	4790	5640	2750	1980	1080	689	703	658	600	1970
1942-43	1360	6310	2550	3510	3290	1870	1150	615	573	405	389	1650
1943-44	4070	2210	2890	3720	2850	1732	1050	661	667	536	427	1354
1944-45	4580	5620	4060	4470	3740	1650	746	584	502	487	486	1860
1945-46	3280	6040	3150	2920	3140	1930	1260	590	494	470	490	767
1946-47	4740	6820	4260	3930	4000	1650	746	552	500	471	460	794
1947-48	1970	7700	3270	3270	2340	1480	1030	731	606	494	503	1690
1948-49	2500	7190	3740	4340	3040	2180	1370	513	496	381	356	1770
1949-50	2610	4300	2590	2820	3520	2020	664	624	615	532	480	759
1950-51	3060	2860	4740	4560	3030	1990	856	653	626	532	489	898
1951-52	6510	6780	3620	3690	3170	2240	942	715	617	513	435	457
1952-53	1920	7300	8230	4800	3890	2620	1060	649	771	593	498	645

Окончание таблицы 2.4

Годы	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV
1953-54	5150	7400	5700	4780	4150	2530	1280	693	769	662	594	2120
1954-55	4800	4800	4790	3680	2620	1720	727	592	609	501	484	1850
1955-56	3230	5770	4110	3040	3160	2140	968	647	710	621	546	1230
1956-57	4920	7000	6600	4320	3030	2150	781	630	650	537	480	843
1957-58	2390	6600	5190	4560	2640	1910	812	527	592	498	453	1680
1958-59	3520	3940	2540	2510	2400	1520	551	623	517	373	305	1380
1959-60	3720	5350	4200	4210	3710	2370	828	608	592	562	521	2740
1960-61	3640	1170	1860	2840	1960	1550	891	566	595	504	453	1420
1961-62	2130	5200	4030	3860	5360	2637	1120	934	625	54	456	1640
1962-63	3260	3680	3000	4520	4220	2090	810	654	605	542	477	1230
1963-64	2140	6190	4690	3820	3140	2240	732	614	590	531	491	1753
1964-65	3160	4310	4230	3970	3670	1960	625	530	558	489	470	683
1965-66	4970	5900	3060	3630	3320	2120	736	667	586	424	375	944
1966-67	4230	7500	5640	5410	3650	2850	846	873	784	665	582	1637
1967-68	3780	5250	2670	3190	2470	1550	708	622	592	525	449	761
1968-69	2640	8100	6400	5030	4460	2520	1660	622	564	492	462	1130
1969-70	5320	6520	3350	3240	3550	1900	916	563	529	494	442	1230
1970-71	2740	4830	3440	3110	4060	1370	992	599	565	450	391	1160
1971-72	2290	6620	2720	3690	3870	1850	1050	718	686	559	512	1340
1972-73	4280	7135	5310	4570	3290	1920	765	558	590	542	511	1590
1973-74	4170	7500	5520	3470	2810	1980	600	749	621	567	508	1240
1974-75	2430	5700	3930	4650	3810	2060	769	716	654	546	534	3230
1975-76	3860	7270	5110	4490	4070	1920	930	747	704	606	581	1990
1976-77	5410	4260	3660	3070	2510	1750	840	719	655	581	561	970
1977-78	2220	4670	3150	2930	2860	1990	1140	408	642	486	431	798
1978-79	4340	4180	2380	3000	2860	1810	778	503	652	577	551	1520
1979-80	6400	2710	2450	3610	4950	2300	1050	797	790	612	571	1060
1980-81	5900	6500	5160	5050	2970	1850	639	615	581	575	480	1581
1981-82	4520	4170	5030	5370	3630	2300	1090	795	759	545	646	1750
1982-83	3820	3245	2700	3280	2970	1840	698	714	553	342	496	1520
1983-84	5610	5920	2640	3200	3420	1950	1150	850	796	550	570	1846

2.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). В первом приближении можно считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу. Тогда остальные месяцы составят маловодный период. Для всех лет заданного ряда принимаем одинаковые месяцы, относящиеся к периоду межени и половодья (к периоду половодья относятся месяцы V, VI, VII, VIII, IX; к периоду межени относятся I, II, III, IV, X, XI и XII месяцы). Начало года считаем с первого месяца после половодья.

Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, лимитирующий сезон и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

$$P = \frac{m}{n+1}, \quad (2.1)$$

где m – порядковый номер члена ряда расходов (среднегодовых, среднеполоводных и средних за межень сезон), ранжированного в убывающем порядке;

$n = 64$ – общее число членов ряда.

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаются равными 90% и 50% соответственно. Данные для построения эмпирических кривых обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Данные для построения кривых обеспеченности

m	P, %	Годы	Qср.г, м³/с	Годы	Qср. п, м³/с	Годы	Qср. м, м³/с
1	1,5	1953-54	3091	1954-55	5436	1953-54	1494
2	3,0	1954-55	2986	1953-54	5326	1954-55	1235
3	4,5	1967-68	2889	1969-70	5326	1975-76	1216
4	6,1	1969-70	2840	1967-68	5286	1967-68	1177
5	7,6	1952-53	2748	1952-53	5228	1960-61	1174
6	9,1	1976-77	2690	1957-58	5174	1982-83	1126
7	10,6	1957-58	2662	1981-82	5116	1984-85	1102
8	12,1	1981-82	2658	1976-77	4960	1941-42	1097
9	13,6	1973-74	2588	1931-32	4950	1921-22	1078
10	15,2	1982-83	2550	1973-74	4917	1976-77	1068
11	16,7	1938-39	2524	1935-36	4912	1962-63	1067
12	18,2	1935-36	2517	1938-39	4772	1969-70	1064
13	19,7	1931-32	2498	1951-52	4754	1980-81	1026
14	21,2	1974-75	2478	1946-47	4750	1948-49	1009
15	22,7	1951-52	2474	1974-75	4694	1956-57	980
16	24,2	1960-61	2451	1920-21	4680	1952-53	977
17	25,8	1975-76	2419	1924-25	4548	1972-73	959
18	27,3	1946-47	2410	1982-83	4544	1942-43	950
19	28,8	1924-25	2406	1944-45	4494	1947-48	933
20	30,3	1944-45	2399	1940-41	4408	1939-40	928
21	31,8	1921-22	2384	1929-30	4406	1929-30	928
22	33,3	1920-21	2379	1970-71	4396	1955-56	926
23	34,8	1929-30	2377	1937-38	4324	1973-74	925
24	36,4	1984-85	2375	1958-59	4276	1958-59	925
25	37,9	1970-71	2338	1922-23	4272	1943-44	918
26	39,4	1962-63	2337	1960-61	4238	1938-39	918
27	40,9	1948-49	2323	1921-22	4212	1963-64	915
28	42,4	1940-41	2321	1923-24	4182	1979-80	913
29	43,9	1958-59	2321	1928-29	4182	1964-65	903
30	45,5	1980-81	2275	1966-67	4176	1981-82	903
31	47,0	1955-56	2264	1948-49	4162	1944-45	902
32	48,5	1939-40	2264	1984-85	4158	1974-75	895
33	50,0	1964-65	2244	1955-56	4138	1970-71	882
34	51,5	1922-23	2240	1939-40	4134	1983-84	880
35	53,0	1966-67	2228	1962-63	4116	1924-25	875
36	54,5	1923-24	2203	1975-76	4104	1977-78	868
37	56,1	1928-29	2191	1980-81	4024	1957-58	867
38	57,6	1937-38	2187	1964-65	3996	1950-51	863
39	59,1	1956-57	2181	1965-66	3868	1927-28	858
40	60,6	1941-42	2168	1956-57	3862	1945-46	857

Окончание таблицы 2.5

m	P, %	Годы	Qср.г, м³/с	Годы	Qср. п, м³/с	Годы	Qср. м, м³/с
41	62,1	1972-73	2159	1972-73	3838	1961-62	854
42	63,6	1963-64	2091	1977-78	3782	1933-34	851
43	65,2	1947-48	2090	1930-31	3746	1951-52	846
44	66,7	1977-78	2082	1932-33	3736	1978-79	842
45	68,2	1965-66	2055	1963-64	3736	1966-67	836
46	69,7	1945-46	2044	1947-48	3710	1940-41	831
47	71,2	1950-51	2025	1945-46	3706	1949-50	813
48	72,7	1930-31	1982	1941-42	3666	1935-36	807
49	74,2	1932-33	1980	1950-51	3650	1923-24	790
50	75,8	1971-71	1976	1971-72	3636	1971-72	790
51	77,3	1942-43	1973	1968-69	3472	1922-23	788
52	78,8	1979-80	1929	1942-43	3404	1928-29	769
53	80,3	1933-34	1899	1933-34	3366	1965-66	759
54	81,8	1927-28	1885	1979-80	3352	1959-60	753
55	83,3	1968-69	1881	1927-28	3324	1931-32	747
56	84,8	1983-84	1848	1934-35	3262	1968-69	744
57	86,4	1943-44	1820	1983-84	3203	1946-47	739
58	87,9	1978-79	1810	1949-50	3168	1920-21	735
59	89,4	1949-50	1795	1978-79	3166	1932-33	726
60	90,9	1934-35	1774	1943-44	3148	1930-31	723
61	92,4	1959-60	1682	1936-37	3126	1934-35	710
62	93,9	1936-37	1676	1925-26	3042	1937-38	661
63	95,5	1925-26	1616	1959-60	2982	1936-37	640
64	97,0	1961-62	1454	1926-27	2380	1926-27	620
65	98,5	1926-27	1353	1961-62	2294	1925-26	597

Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены на рис. 2.1.

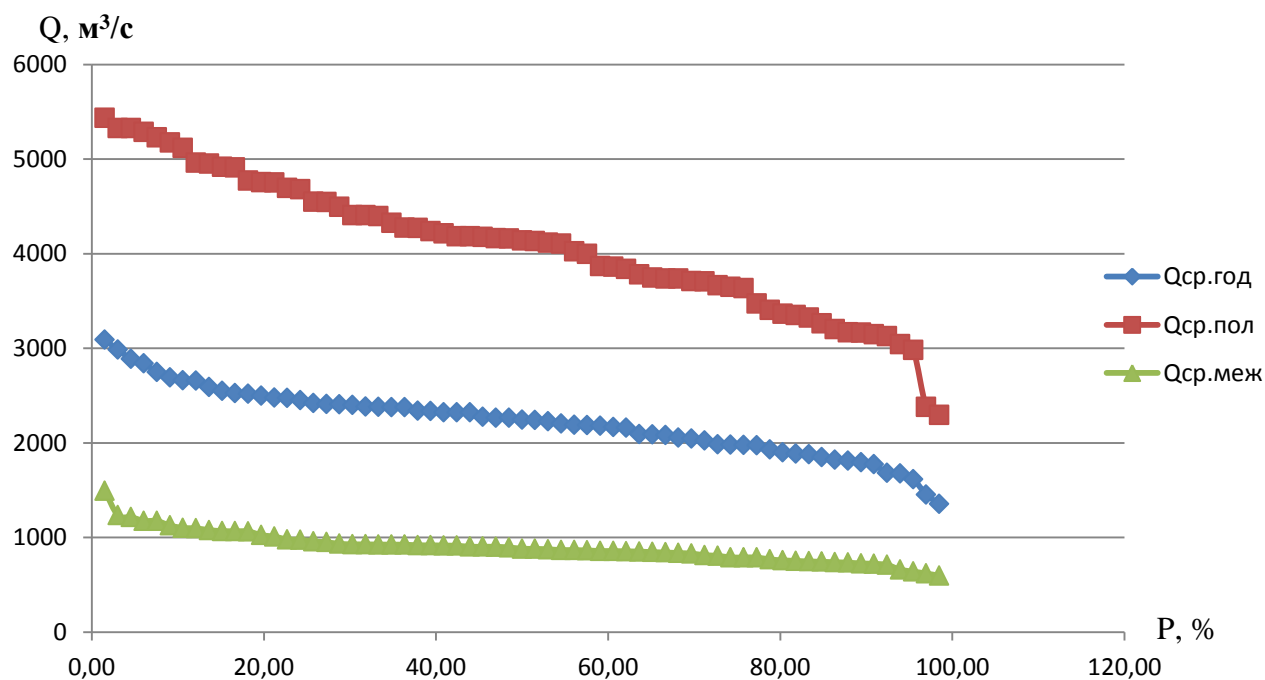


Рисунок 2.1– Эмпирические кривые обеспеченности

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаем равными 50% и 90% соответственно.

При заданной расчетной обеспеченности по кривой среднегодовых расходов определим соответствующий расчетный год и гидрограф. Проверим выполнение критерия одинаковой обеспеченности выбранного расчетного года по трем кривым, т.е. на трех кривых должен фигурировать один и тот же год. В противном случае необходимо выполнить приведение расчетного года к заданной обеспеченности.

2.2.1 Выбор расчетного средневодного года ($p = 50\%$)

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года должны быть заданы. В курсовом проекте эти значения принимают равными 90 и 50%, соответственно. Обеспеченность маловодного года – 90% (1934), средневодного – 50% (1964).

Считаем корректировочные коэффициенты:

$$K_M = \frac{Q_{\text{меж}}^{90\%}}{Q_{\text{меж}}^{\text{баз}}} = \frac{Q_{1970}}{Q_{1964}} = 0,9, \quad (2.2)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{пол}}^{50\%}}{Q_{\text{пол}}^{\text{баз}}} = \frac{Q_{1955}}{Q_{1964}} = 1,0. \quad (2.3)$$

Таблица 2.6 – Расчетный средневодный год без приведения и с приведением по межени и половодью

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q_{1964}	590	531	491	1753	2140	6190	4690	3820	3140	2240	732	614
$Q_{50\%, \text{ПР}}$	530	477	441	1574	2216	6410	4857	3956	3252	2012	657	551

2.2.2 Выбор расчетного маловодного года ($P = 90\%$)

При заданной расчетной обеспеченности 90% на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. Необходимо выполнить вышеприведенный расчет для двух лет: 1964-65 и 1934-35. Определим коэффициенты приведения по межени и половодью соответственно для 1964-65 и 1934-35года:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{пол}}^{50\%}}{Q_{\text{пол}}^{\text{баз}}} = \frac{Q_{1955}}{Q_{1964}} = 1,00$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{пол}}^{50\%}}{Q_{\text{пол}}^{\text{баз}}} = \frac{Q_{1943}}{Q_{1934}} = 0,9$$

$$K_M = \frac{Q_{\text{меж}}^{90\%}}{Q_{\text{меж}}^{\text{баз}}} = \frac{Q_{1970}}{Q_{1964}} = 1,0$$

$$K_M = \frac{Q_{\text{меж}}^{90\%}}{Q_{\text{меж}}^{\text{баз}}} = \frac{Q_{1930}}{Q_{1934}} = 1,0$$

Так как коэффициенты приведения по межени и половодью ближе к единице оказались у 1934-35 года, его фактический исходный гидрограф и примем в качестве расчетного. Расчетный маловодный год без приведения и с приведением по межени и половодью представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Расчетный маловодный год без приведения и с приведением по межени и половодью

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q_{1934}	566	534	518	765	1670	4330	4660	3420	2230	1462	595	532
$Q_{90\%,\text{ПР}}$	576	543	527	778	1662	4308	4637	3403	2219	1487	605	541

Так как расходы средневодного года во все месяцы больше соответствующих расходов маловодного года, то корректировка не требуется.

Расчетные гидрографы заданной обеспеченности стока представлены на рисунке 2.2.

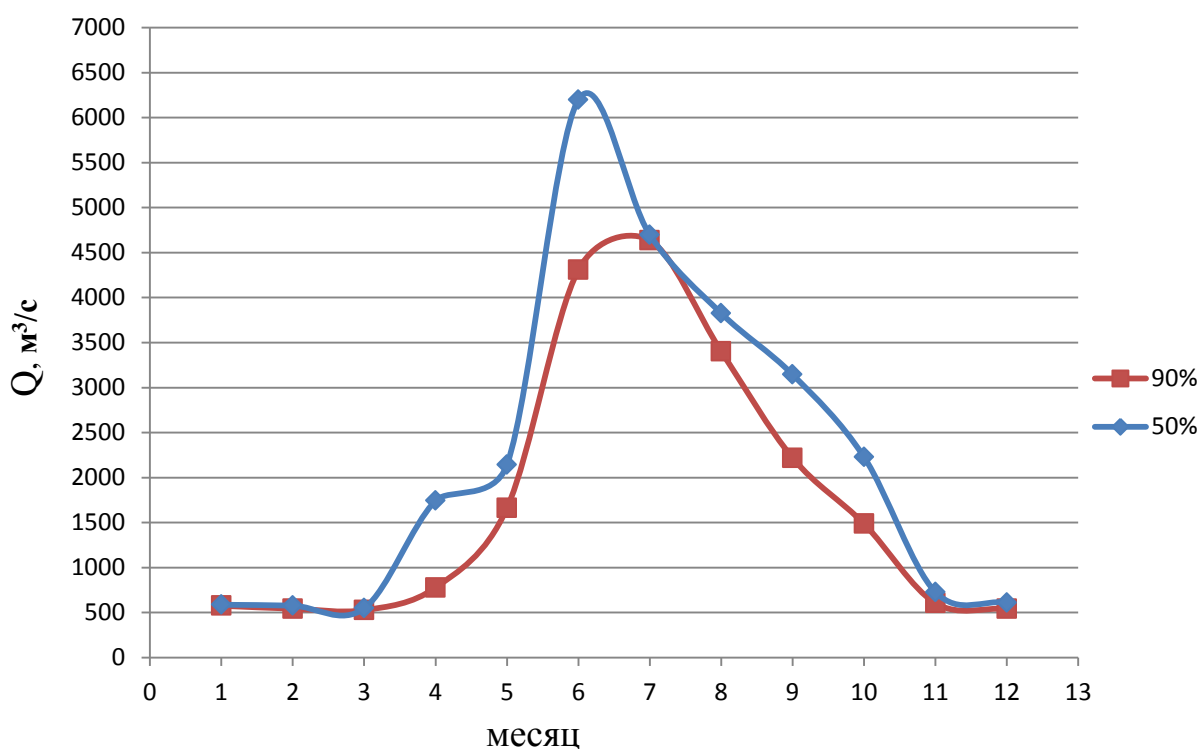


Рисунок 2.2 – Расчетные гидрографы средневодного и маловодного года

2.3 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

Для заданного графика нагрузки объединенной энергосистемы Сибири определяем коэффициенты плотности суточного летнего $\beta_{\text{сут}}^{\text{л}}$ и зимнего $\beta_{\text{сут}}^{\text{з}}$ графиков нагрузки, а также коэффициент летнего снижения нагрузки относительно зимнего статического максимума:

$$\beta_{сут}^л = \frac{\bar{P}}{P_{\max}} = 0,95, \quad (2.4)$$

$$\beta_{сут}^з = \frac{\bar{P}}{P_{\max}} = 0,94, \quad (2.5)$$

$$\alpha_{лет} = \frac{P_{\max}^{лет}}{P_{\max}^{зим}} = 0,67. \quad (2.6)$$

Суточные графики нагрузки сведем в таблицу 2.8. Для построения интегральной кривой нагрузки ранжируем нагрузку в течение суток в убывающем порядке, делим на зоны, соответствующие приращениям нагрузки, определяем выработку электроэнергии в данной зоне. Расчет координат интегральной кривой нагрузки сведем в таблицы 2.9 и 2.10 для летнего и зимнего периодов соответственно. Суточные графики нагрузки и интегральные кривые нагрузки представлены на рисунках 2.3 и 2.4.

Таблица 2.8 – Суточные графики нагрузки

№ часа	Р _{смах} , МВт	Зима	Лето
		Р _{тз} , МВт	Р _{тл} , МВт
1	26502	28306	21032
2		28299	21031
3		27849	21025
4		27722	21017
5		27587	20979
6		27495	20978
7		27493	20943
8		27372	20920
9		27212	20889
10		27134	20805
11		27098	20798
12		27074	20697
13		26965	20593
14		26916	20580
15		26492	20228
16		26353	19625
17		25659	19527
18		25500	18878
19		25036	18790
20		24954	18506
21		24603	18326
22		24474	18212
23		24337	18153
24		28306	21032

Таблица 2.9 – Координаты интегральной кривой нагрузки заданной энергосистемы для зимнего периода

№ часа	Pt, МВт	ΔP_t , МВт	Δt , ч	$\Delta \Sigma$, МВт·ч	P Σ , МВт	$\Sigma \Sigma$, МВт·ч
1	28306	7	1	7	7	7
2	28299	450	2	900	457	907
3	27849	127	3	381	584	1288
4	27722	135	4	540	719	1828
5	27587	92	5	460	811	2288
6	27495	2	6	12	813	2300
7	27493	121	7	847	934	3147
8	27372	160	8	1280	1094	4427
9	27212	78	9	702	1172	5129
10	27134	36	10	360	1208	5489
11	27098	24	11	264	1232	5753
12	27074	109	12	1308	1341	7061
13	26965	49	13	637	1390	7698
14	26916	424	14	5936	1814	13634
15	26492	139	15	2085	1953	15719
16	26353	694	16	11104	2647	26823
17	25659	159	17	2703	2806	29526
18	25500	464	18	8352	3270	37878
19	25036	82	19	1558	3352	39436
20	24954	351	20	7020	3703	46456
21	24603	129	21	2709	3832	49165
22	24474	137	22	3014	3969	52179
23	24337	226	23	5198	4195	57377
24	28306	24111	24	578664	28306	636041

Таблица 2.10 – Координаты интегральной кривой нагрузки заданной энергосистемы для летнего периода

№ часа	Pt, МВт	ΔP_t , МВт	Δt , ч	$\Delta \Sigma$, МВт·ч	P Σ , МВт	$\Sigma \Sigma$, МВт·ч
1	21032	1	1	1	1	1
2	21031	6	2	12	7	13
3	21025	8	3	24	15	37
4	21017	38	4	152	53	189
5	20979	1	5	5	54	194
6	20978	35	6	210	89	404
7	20943	23	7	161	112	565
8	20920	31	8	248	143	813
9	20889	84	9	756	227	1569
10	20805	7	10	70	234	1639
11	20798	101	11	1111	335	2750
12	20697	104	12	1248	439	3998
13	20593	13	13	169	452	4167
14	20580	352	14	4928	804	9095
15	20228	603	15	9045	1407	18140
16	19625	98	16	1568	1505	19708
17	19527	649	17	11033	2154	30741
18	18878	88	18	1584	2242	32325
19	18790	284	19	5396	2526	37721
20	18506	180	20	3600	2706	41321
21	18326	114	21	2394	2820	43715
22	18212	59	22	1298	2879	45013
23	18153	39	23	897	2918	45910
24	21032	18114	24	434736	21032	480646

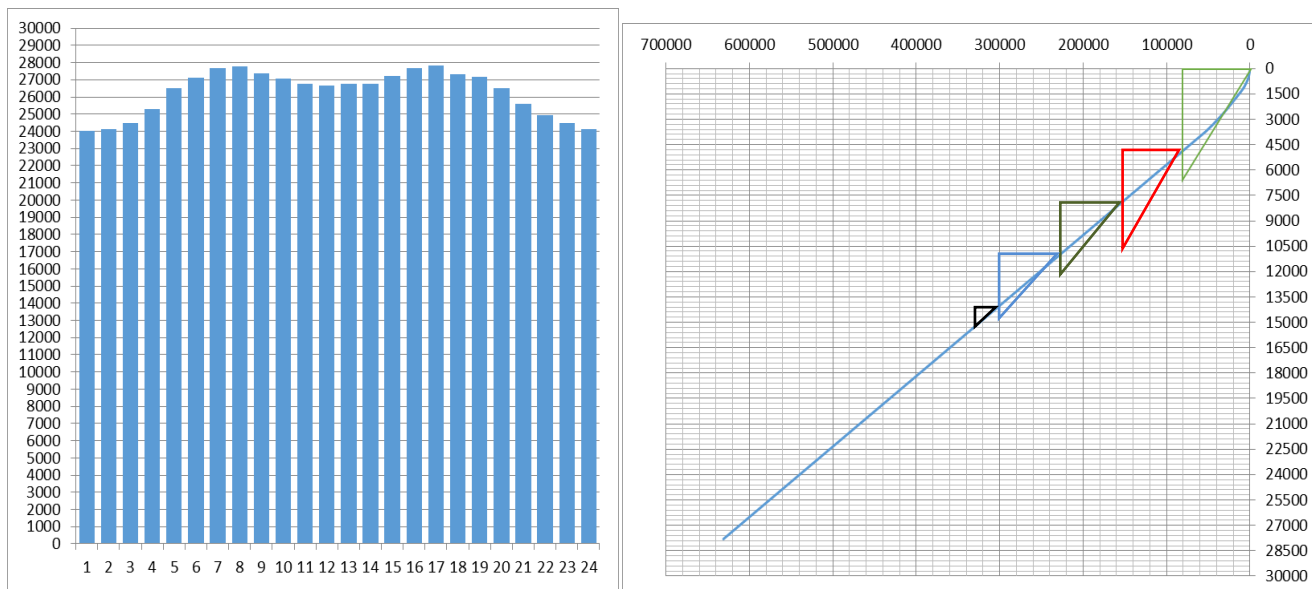


Рисунок 2.3 – Суточный график нагрузки и ИКН для зимнего периода

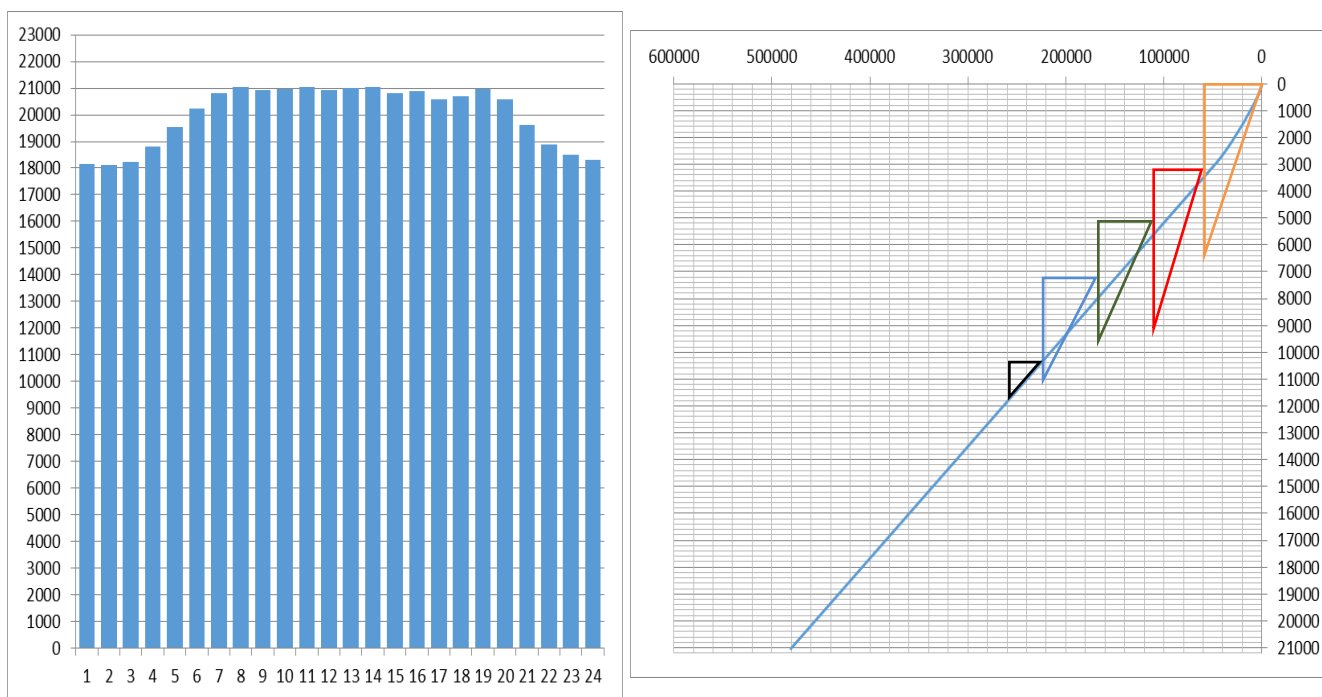


Рисунок 2.4 – Суточный график нагрузки и ИКН для летнего периода

2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Максимальная нагрузка энергосистемы носит синусоидальный характер и для рабочего дня каждого месяца определяется по формуле:

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos(30^\circ \cdot t - 15^\circ), \quad (2.7)$$

где t – порядковый номер месяца в году,

a , b , – коэффициенты, которых определяются по формулам [1]:

$$a = \frac{P_c^{max} + P_l^{max}}{2} = P_c^{max} \cdot \frac{1 + a_{лет}}{2}, \quad (2.8)$$

$$b = \frac{P_c^{max} - P_l^{max}}{2} = P_c^{max} \cdot \frac{1 - a_{лет}}{2}. \quad (2.9)$$

Среднемесячные нагрузки энергосистемы рассчитаем по формуле:

$$\bar{P}_t = P_t^{max} \cdot \beta_t^{сут} \cdot \sigma_{мес}, \quad (2.10)$$

где $\beta_t^{сут}$ – коэффициент плотности суточного графика нагрузки t -го месяца;
 $\sigma_{мес}$ – коэффициент внутримесячной неравномерности нагрузки,
 $\sigma_{мес} = 0,955$ [1].

Поскольку $\beta_t^{сут}$ известен только для лета (июня-июля) и зимы (января-декабря), то промежуточные значения найдем по линейному закону, которые представлены на рисунке 2.5.



Рисунок 2.5 – График для определения коэффициента плотности суточной нагрузки в годовом разрезе

Расчет графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы при заданном максимуме нагрузки, числе часов использования годового максимума нагрузки и района расположения энергосистемы «Сибирь» представлен в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Годовой график максимальных и среднемесячных нагрузок

Месяц	$\beta_t^{\text{сут}}$	P_{max} , МВт	$P_{\text{ср}}$, МВт
I	0,26	30917	26392
II	0,79	29977	25554
III	1,31	28348	24104
IV	1,83	26466	22429
V	2,36	24835	20978
VI	2,88	23892	20138
VII	3,40	23889	20136
VIII	3,93	24827	20971
IX	4,45	26455	22419
X	4,97	28336	24094
XI	5,50	29968	25547
XII	6,02	30914	26389

Графики максимальных и среднемесячных мощностей представлены на рисунках 2.6 и 2.7 соответственно.

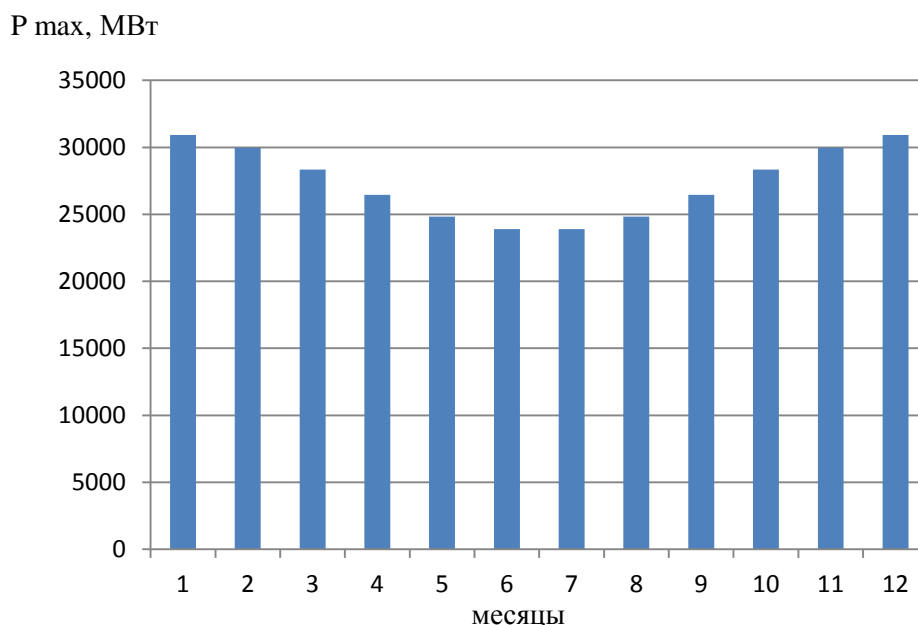


Рисунок 2.6 – График максимальных нагрузок энергосистемы

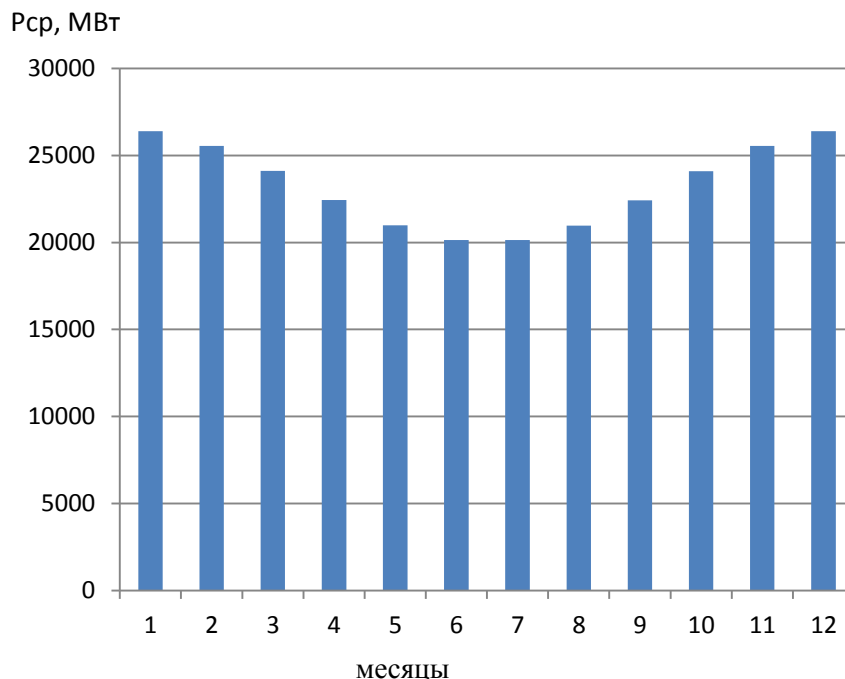


Рисунок 2.7 – График среднемесячных нагрузок энергосистемы

2.5 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

Главным критерием при определении параметров проектируемой ГЭС в рамках дипломного проектирования является максимум вытеснения тепловых мощностей в энергосистеме.

Для выбранного расчетного маловодного года, расходы которого соответствуют 90% обеспеченности, вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N \cdot Q_i^{90\% \text{ полез}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.12)$$

где k_N – коэффициент мощности, $k_N=8,8$;

$Q_i^{90\% \text{ полез}}$ – полезный бытовой расход расчетного маловодного года, $\text{м}^3/\text{с}$;

$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}$ – подведенный напор ГЭС, м.

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = z_{\text{ВБ}} - z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) - \Delta h, \quad (2.13)$$

где $z_{\text{ВБ}}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке $\nabla \text{НПУ}$, м;

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

$z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ - уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определяемый по кривой связи расходов и уровней в НБ, м. Кривые связи расходов и отметок в НБ приведены на рисунке 2.8.

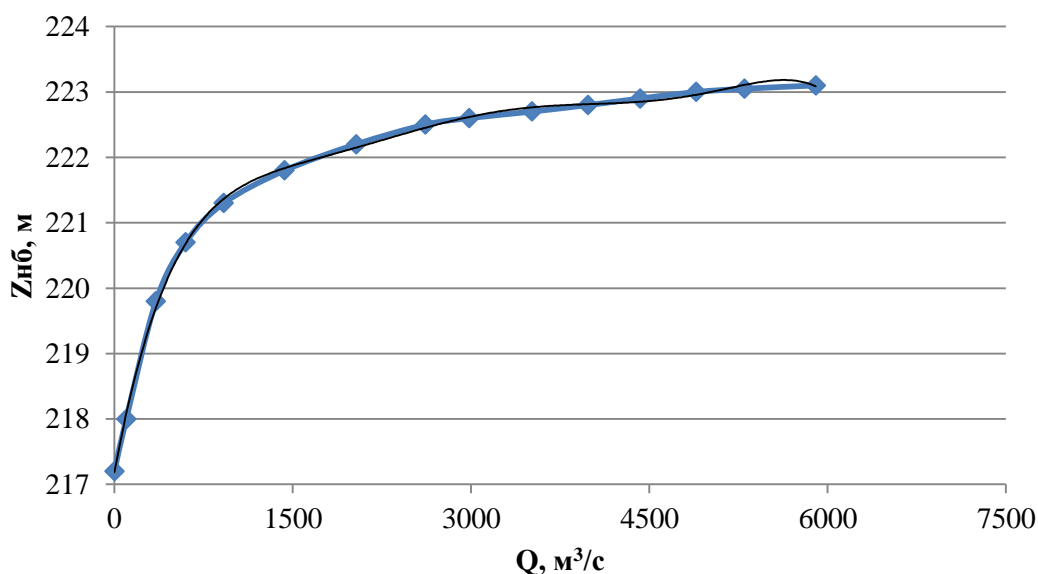


Рисунок 2.8 – Кривые связи расходов и отметок в НБ

Затем рассчитываем мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК по формуле:

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.14)$$

где – $Q_{\text{ВХК}}$ расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса (минимальный санитарный попуск в нижний бьеф), м³/с.

Расчет сведем в таблицу 2.13.

Таблица 2.12 – Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК

Показатель	ед.	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q _{быт 90%}	м³/с	576	543	527	778	1662	4308	4637	3403	2219	1487	605	541
Фильтрация, Q _ф	м³/с	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Испарение, Q _и	м³/с	0	0	0	0	1	2	15	20	25	21	0	0
Льдообразование, Q _л	м³/с	5	4	3	2	-26	0	0	0	0	0	6	6
Потребление	м³/с	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Z _{вб}	м	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0
Z _{НБ} (Q _{НБ})	м	220,8	220,6	220,6	221,3	222,0	222,8	222,9	222,7	222,2	221,8	220,8	220,6
H _{гэс,быт}	м	38	38	38	38	37	36	36	36	37	37	38	38
N _{гэс(быт)}	МВт	188	178	173	254	545	1366	1465	1075	706	475	197	176
Q _{ВХК}	м³/с	500	500	680	680	680	680	680	680	680	680	500	500
Z _{НБ} (Q _{ВХК})	м	220,5	220,5	221,1	221,1	220,9	220,9	220,9	220,9	220,9	220,9	220,5	220,5
H(ВХК)	м	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38
N(ВХК)	МВт	169	169	227	227	228	228	228	228	228	228	169	169

На рис.2.9 изображен режим работы проектируемой ГЭС без регулирования с учетом требований ВХК в графике среднемесячных нагрузок энергосистемы.

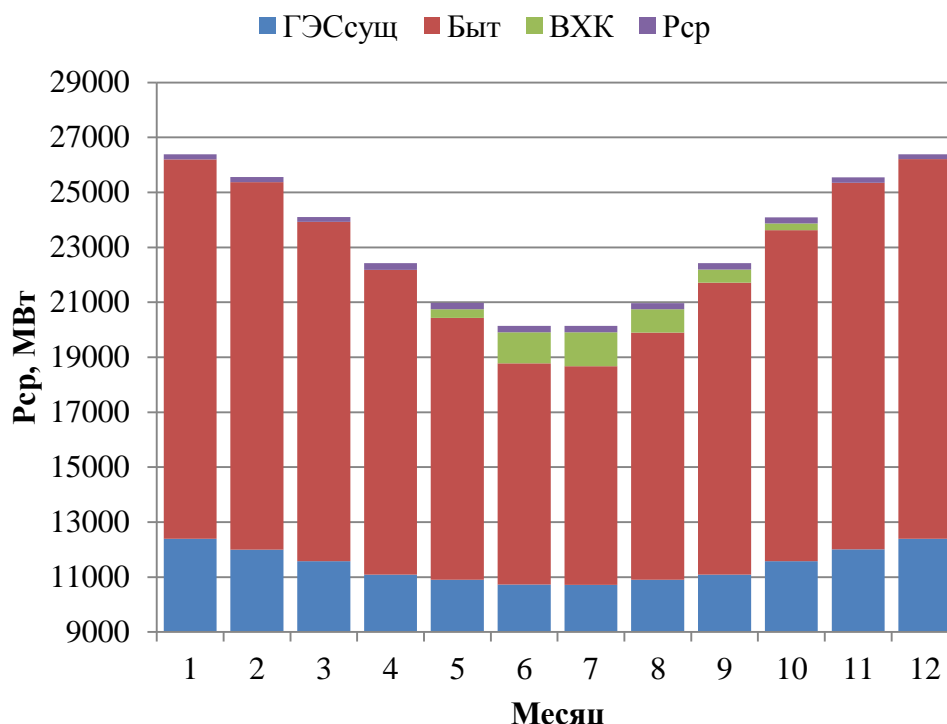


Рисунок 2.9 – Режим работы проектируемой ГЭС без регулирования ($Z_{вб}=НПУ$)

Для вытеснения тепловых мощностей необходимо увеличить зимнюю выработку электроэнергии ГЭС сверх бытовой, что может быть достигнуто за счет зарегулирования водохранилища. Поэтому целесообразно в летние месяцы проектируемой ГЭС работать с мощностями, соответствующими требованиям ВХК, при этом избытки бытового притока воды в водохранилище аккумулировать для последующего использования в зимний напряженный для энергосистемы период.

Расчет режима работы ГЭС с вытеснением тепловых мощностей сведом в таблицу 2.13

Таблица 2.13– Расчет режима работы ГЭС с вытеснением тепловых мощностей

Рср.системы	Ргэс.сущ.	Нбыт	Нвхк
26392	14000	188	169
25554	13556	178	169
24104	12787	173	227
22429	10488	254	227
20978	9810	545	228
20138	9417	1366	228
20136	9417	1465	228
20971	9828	1075	228

Окончание таблицы 2.13

Рср.системы	Ргэс.сущ.	Nбыт	Nвхк
22419	10538	706	228
24094	12744	475	228
25547	13540	197	169
26389	14000	176	169

На рис.2.10 изображен режим работы проектируемой ГЭС при котором в каждый месяц года выполняются требования ВХК и избытки летней мощности вытесняют мощности ТЭС в зимний период, в период прохождения в энергосистемой максимума.

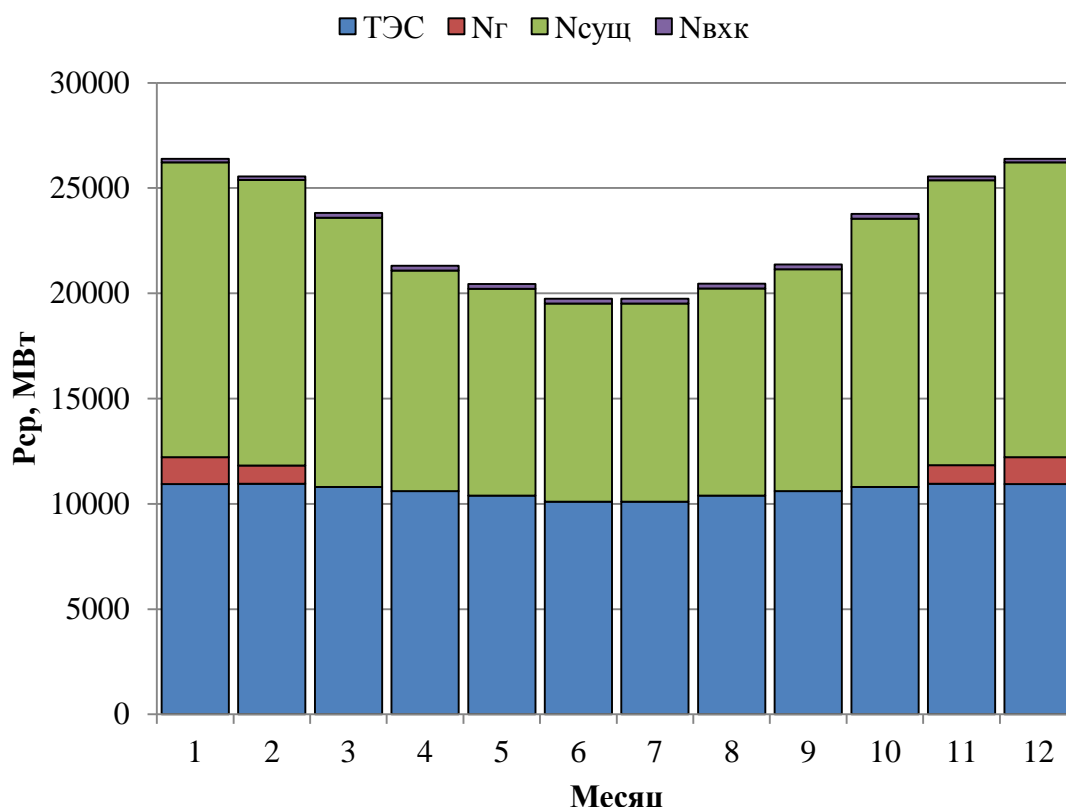


Рисунок 2.10 – Режим работы проектируемой ГЭС с вытеснением тепловых мощностей

2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году

Расчет регулирования стока проводим исходя из следующих требований:

- равенство уровней воды в водохранилище в начале и в конце расчетного периода (НПУ);

- диапазон колебаний напоров ГЭС не должен превышать 30-40% $H_{\max}^{подв}$ (по требованиям нормальной работы турбинного оборудования ГЭС), так определяем предварительно отметку УМО;

- в маловодном году при расчете гарантированной мощности отсутствуют холостые сбросы воды;

– во все месяцы года работа проектируемой ГЭС должна обеспечивать расход в НБ не меньше требуемого ВХК;

– избыток воды в половодный период перераспределяем в зимние месяцы с целью вытеснения тепловых мощностей в период прохождения максимума нагрузки энергосистемой;

– окончательно отметку УМО определяем как $Z_{ВБ \min}$, исходя из соотношения N_{\min}/N_{\max} , предварительно наметив по значению N_{\max} тип устанавливаемой гидротурбины.

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено, уровень воды в нем соответствует отметке $\nabla_{НПУ} = 260$ м, и с того месяца, в котором бытовой приток меньше необходимого расхода ВХК (в нашем случае X месяц).

Результаты расчетов представлены в таблице 2.14, где:

1. Расчетный месяц, в котором осуществляется регулирование и определяется гарантированная мощность проектируемой ГЭС;

2. $Q_{90\%}$, $\text{м}^3/\text{с}$ – расходы расчетного гидрографа $p=90\%$ обеспеченности (расходы маловодного года);

3. $Q_{\text{вдхр}}$, $\text{м}^3/\text{с}$ – расходы водохранилища, со знаком «+» сработка водохранилища, соответственно с «-» заполнение. В случае если $Q_{\text{вдхр}}=0 \text{ м}^3/\text{с}$, то работа ГЭС осуществляется на бытовом стоке (на транзите, с сохранением отметки $Z_{ВБ}$ неизменной);

4. $\Delta Q_{\text{исп}}$, $\text{м}^3/\text{с}$ – потери притока на испарение;

5. $\Delta Q_{\text{ф}}$, $\text{м}^3/\text{с}$ – потери притока на фильтрацию;

6. $\Delta Q_{\text{птр}}$, $\text{м}^3/\text{с}$ – безвозвратное потребление воды из водохранилища;

7. $Q_{\text{ВХК}}$, $\text{м}^3/\text{с}$ – расходы ВХК;

8. $\Delta Q_{\text{лд}}$, $\text{м}^3/\text{с}$ – потери притока на льдообразование;

9. $Q_{\text{ХХ}}$, $\text{м}^3/\text{с}$ – расходы холостых сбросов через водосливные сооружения;

10. $Q_{\text{ГЭС}}$, $\text{м}^3/\text{с}$ – расходы воды, проходящие через гидротурбину:

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{90\%} \pm Q_{\text{вдхр}} - \Delta Q_{\text{исп}} - \Delta Q_{\text{ф}} - \Delta Q_{\text{птр}} \pm \Delta Q_{\text{лд}}. \quad (2.15)$$

11. $Q_{\text{НБ}}$, $\text{м}^3/\text{с}$ – расходы воды в НБ:

$$Q_{\text{НБ}} = Q_{\text{ГЭС}} + \Delta Q_{\text{ф}} + Q_{\text{ХХ}}, \quad (2.16)$$

где $Q_{\text{НБ}}$ должен быть не меньше $Q_{\text{ВХК}}$;

12. $V_{\text{Н}}$, км^3 – объем воды в водохранилище начальный, то есть в начале расчетного периода (в начале месяца принимается равным конечному объему предыдущего месяца, в начале сработки начальный объем соответствует объему воды в водохранилище при НПУ);

13. ΔV км^3 – изменение объема в водохранилище в зависимости от $Q_{\text{В}}$:

$$\Delta V = Q_{\text{В}} \cdot t / 10^9, \quad (2.17)$$

где t – количество секунд в расчетном месяце;

14. $V_k, \text{ км}^3$ - конечный объем в водохранилище, соответствующий концу расчетного периода:

$$V_k = V_n \pm \Delta V. \quad (2.18)$$

15. $Z_{\text{ВБ н}}$, м – начальная отметка ВБ, соответствующая отметке ВБ в начале расчетного периода, равна конечной отметке ВБ в конце предыдущего расчетного периода, в начале сработки она равна $Z_{\text{ВБ н}} = \text{НПУ}$;

16. $Z_{\text{ВБ к}}$, м – конечная отметка ВБ, в зависимости от изменения расхода и конечного объема в водохранилище $V_k = V_n \pm \Delta V$ определяется по кривой связи $Z_{\text{ВБ}} = f(V_k)$, представлена на рисунке 2.11, в конце наполнения водохранилища в период половодья $Z_{\text{ВБ к}} = \text{НПУ}$.

17. $Z_{\text{ВБ ср}}$, м – средняя отметка ВБ за расчетный период, то есть

$$Z_{\text{ВБ ср}} = 0,5(Z_{\text{ВБ н}} + Z_{\text{ВБ к}}). \quad (2.19)$$

18. $Z_{\text{НБ}}$, м – отметка НБ, определяется по кривым связи $Z_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$, представлена на рисунке 2.8, соответственно для летних месяцев по летней кривой, для зимних по зимней кривой связи;

19. Δh , м – потери напора в водоподводящих сооружениях, $\Delta h = 1,0$ м;

20. H , м – напор нетто, подведенный к гидротурбине:

$$H = Z_{\text{ВБ ср}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h. \quad (2.20)$$

21. $N_{\text{ГЭС гар}}$, МВт – гарантированная мощность проектируемой ГЭС:

$$N_{\text{ГЭС гар}} = K_N \cdot H \cdot Q_{\text{ГЭС}}, \quad (2.21)$$

где $K_N = 8,8$ - коэффициент мощности;

22. $t_{\text{сут}}$ - количество суток в расчетном периоде;

23. t_c – количество секунд в расчетном периоде.

Расчет полезного объема водохранилища осуществляем, пользуясь кривой связи $Z_{\text{ВБ}} = f(V)$, представленной на рисунке 2.11:

$$V_{\text{вдхр}} (Z_{\text{ВБ}} = \text{НПУ} = 260 \text{ м}) = 49,10 \text{ км}^3,$$

$$V_{\text{вдхр}} (Z_{\text{ВБ min}} = \text{УМО} = 143,6) = 13,27 \text{ км}^3,$$

$$V_{\text{полез.}} = (V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 49,10 - 13,27) = 35,83 \text{ км}^3.$$

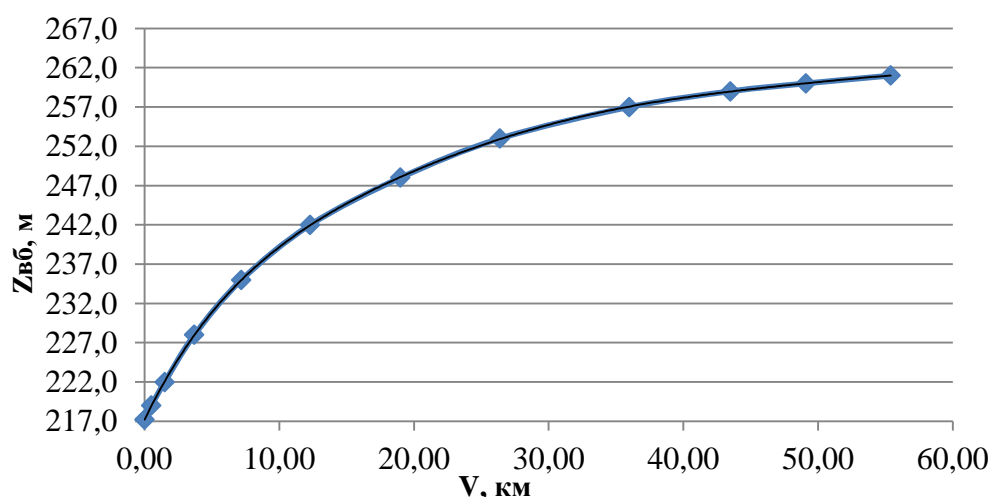


Рисунок 2.11 – Кривая связи объемов и уровней в ВБ

Исходя из данных расчета таблицы 2.14 график сработки- наполнения водохранилища в маловодный год при расчете гарантированных мощностей проектируемой ГЭС представлен на рис.2.12.

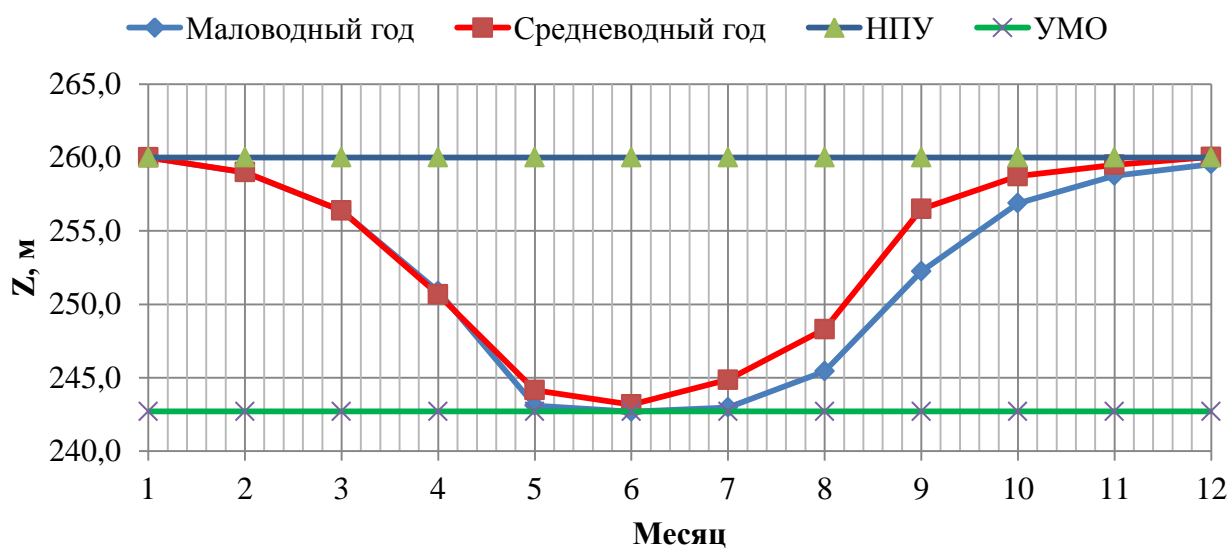


Рисунок 2.12 – График сработки-наполнения водохранилища в маловодном году

Определим режим работы проектируемой ГЭС в суточных (зимнем и летнем) графиках максимальной нагрузки энергосистемы, т.е. определим зону работы ГЭС в суточном графике нагрузки.

$$\mathcal{E}_{\text{гар зим}}^{\text{пр.ГЭС}} = N_{\text{гар}} \cdot 24 = 1275 \cdot 24 = 30600 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (2.22)$$

$$\mathcal{E}_{\text{гар зим}}^{\text{пр.ГЭС}} = N_{\text{гар}} \cdot 24 = 1366 \cdot 24 = 32784 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (2.23)$$

Вписываем треугольник мощностей проектируемой ГЭС в интегральную кривую нагрузки для зимнего и летнего периодов. Для проектируемой ГЭС зона работы в суточном графике нагрузки лимитирована зоной работы существующих ГЭС и приходится на базовую зону графика нагрузки.

Таблица 2.14 – Водно - энергетические расчеты режима работы проектируемой ГЭС в маловодном году

Месяц	Q _{быт}	Q _{фил}	Q _{шл}	Q _{вдхр}	Q _{гэс}	Q _{х.с.}	Q _{нб}	V	ΔV	V _{кон}	Z _{нач ВБ}	Z _{кон ВБ}	Z _{ср ВБ}	Z _{нб}	H	N _{гэс}	N _{гар}
11	605	3	0	2138	2743	0	2746	49,1	5,54	43,56	260,0	259,0	259,5	222,5	36,0	888	875
12	541	3	0	3687	4228	0	4231	43,6	9,56	34,00	259,0	256,4	257,7	222,8	33,8	1288	1275
1	576	3	0	4245	4821	0	4824	34,0	11,00	23,00	256,4	250,9	253,6	222,9	29,7	1288	1275
2	543	3	0	3715	4258	0	4261	23,0	9,63	13,37	250,9	243,1	247,0	222,8	23,2	888	875
3	527	3	0	150	677	0	680	13,4	0,39	12,98	243,1	242,7	242,9	220,9	21,0	128	ВХК
4	778	3	0	-101	677	0	680	13,0	-0,26	13,24	242,7	243,0	242,8	220,9	20,9	128	ВХК
5	1662	3	0	-985	677	0	680	13,2	-2,55	15,80	243,0	245,4	244,2	220,9	22,3	136	ВХК
6	4308	3	0	-3631	677	0	680	15,8	-9,41	25,21	245,4	252,2	248,8	220,9	26,9	164	ВХК
7	4637	3	0	-3960	677	0	680	25,2	-10,26	35,47	252,2	256,9	254,6	220,9	32,7	199	ВХК
8	3403	3	0	-2726	677	0	680	35,5	-7,07	42,54	256,9	258,8	257,8	220,9	35,9	219	ВХК
9	2219	3	0	-1542	677	0	680	42,5	-4,00	46,53	258,8	259,6	259,2	220,9	37,3	227	ВХК
10	1487	3	0	-810	677	0	680	46,5	-2,10	49,10	259,6	260,0	259,8	220,9	37,9	231	ВХК

2.7 Определение установленной мощности проектируемой ГЭС и планирование капитальных ремонтов. Баланс мощности и энергии в энергосистеме

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен 1 % $P_{\text{макс.}}^{\text{сис.}}$, аварийный резерв составляет 8% от $P_{\text{макс.}}^{\text{сис.}}$. Нагрузочный резерв расположен на существующих ГЭС в полном объеме, аварийный резерв целесообразно размещать на ТЭС.

Установленную мощность проектируемой ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{выт.раб.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез.}}^{\text{ГЭС}}. \quad (2.24)$$

Установленная мощность проектируемой ГЭС равна:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = 1288 + 116 = 1404 \text{ МВт.}$$

Установленную мощность ТЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ТЭС}} = N_{\text{раб.}}^{\text{ТЭС}} + N_{\text{рез.}}^{\text{ТЭС}}. \quad (2.25)$$

Планирование капитальных ремонтов оборудования энергосистемы производится с учетом технико-экономических особенностей. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. на ГЭС имеется свободная мощность. При этом продолжительность ремонта гидроагрегатов ГЭС принимается равной 15 дней, а частота их проведения – 1 раз в 4 года.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{22766}{6} = 3794 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.26)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{1404}{6} = 234 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.27)$$

Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета остановки каждого агрегата на период ремонта в среднем 1 раз в 2 года.

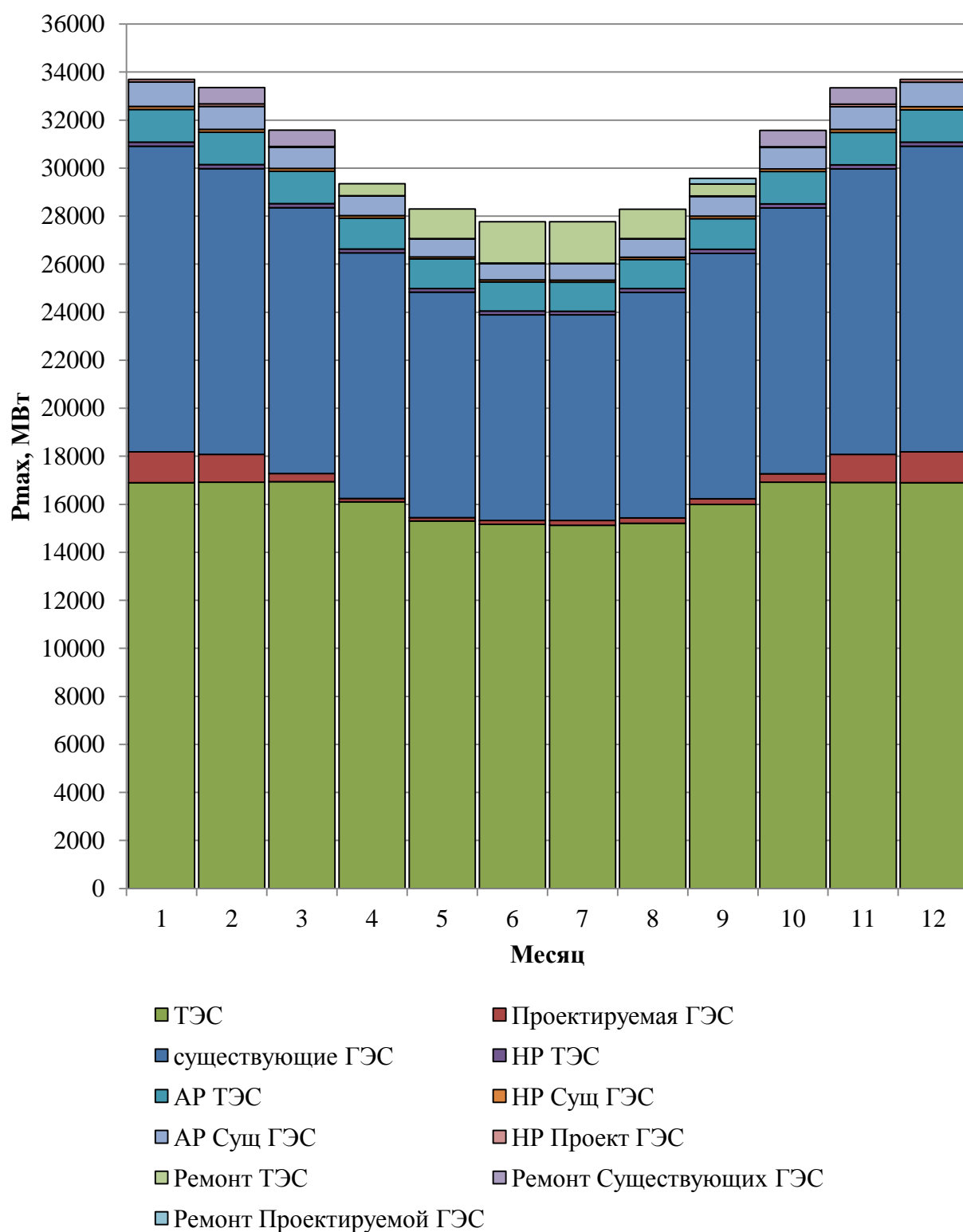
Предусмотрены следующие нормы простоя оборудования: ТЭС с поперечными связями – 15 дней; блочные ТЭС – 30 дней.

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \left(\frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{мес} \right) \cdot \frac{1}{2} = 6909 \text{МВт} \cdot \text{мес} / \text{год}. \quad (2.28)$$

Расчеты представлены в таблице 2.15. Баланс мощности энергосистемы представлен на рисунке 2.13.

Таблица 2.15 – Баланс мощности энергосистемы при работе проектируемой ГЭС с расходами 90% обеспеченности

Месяц	Система			Сущ. ГЭС			Проект. ГЭС			ТЭС		
	$P_{c \max}$	$N_{\text{н.р.}}$	$N_{\text{а.р.}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{н.р.}}$	$N_{\text{рем.}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{н.р.}}$	$N_{\text{рем.}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{а.р.}}$	$N_{\text{рем.}}$
I	30917	2473	618	12727	127		1288	116		16902	1352	
II	29977	2398	600	11894	119	683	1165	105		16918	1353	
III	28348	2268	567	11061	111	683	350	32		16937	1355	
IV	26466	2117	529	10227	102		131	12		16108	1289	500
V	24835	1987	497	9394	94		139	12		15302	1224	1228
VI	23892	1911	478	8561	86		166	15		15165	1213	1726
VII	23889	1911	478	8561	86		200	18		15128	1210	1727
VIII	24827	1986	497	9394	94		220	20		15213	1217	1228
IX	26455	2116	529	10227	102		228	20	234	16000	1280	500
X	28336	2267	567	11061	111	683	350	32		16925	1354	
XI	29968	2397	599	11894	119	683	1165	105		16909	1353	
XII	30914	2473	618	12727	127		1288	116		16899	1352	
	N уст., МВт			22766			1404			18423		



2.9 Водно-энергетический расчет режима работы проектируемой ГЭС в среднем по водности году

Расчет режима работы проектируемой ГЭС с расходами 50% обеспеченности осуществляется аналогично расчету при выборе гарантированных мощностей в маловодном году и целью данного расчета является определение среднегогодовой выработки электроэнергии.

Расчет сведен в таблицу 2.18. При выполнении расчета необходимо выполнять все вышеперечисленные требования, к которым добавляется еще одно существенное, а именно, так как установленная мощность проектируемой ГЭС на данном этапе расчета определена, мощность проектируемой ГЭС рассчитываемая при расходах среднеговодного года не должна превышать значение $N_{уст}=1404$ МВт. А также в среднеговодном году с целью не превышения отметки ВБ равной НПУ допустимо производить холостые сбросы воды.

Срабатывать водохранилище начинаем с X месяца, в напряженный для энергосистемы период. В данном расчете добавляется столбец 22 для определения выработки электроэнергии:

$$\mathcal{E}_{\text{мес.}} = N_{\text{ГЭС}} \cdot t = N_{\text{ГЭС}} \cdot t_{\text{сут}} \cdot 24 \text{ ч, МВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.29)$$

Среднегогодовая выработка электроэнергии:

$$\mathcal{E}_{\text{ГОД}} = \sum \mathcal{E}_{\text{мес.}} / 10^3 = 41862 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч} = 42 \text{ млрд кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.30)$$

Алгоритм расчета аналогичен расчету, представленному в таблице 2.16. График сработки и наполнения водохранилища Бурской ГЭС представлен на рисунке 2.15.

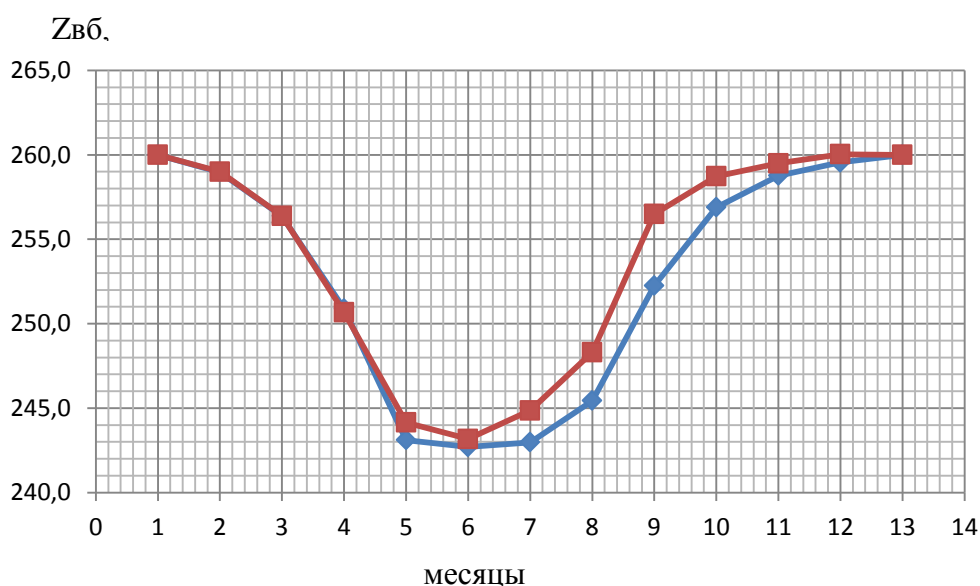


Рисунок 2.15 – График сработки и наполнения водохранилища в среднеговодном году

Таблица 2.16 – Водно - энергетические расчеты режима работы проектируемой ГЭС в средневодном году

Месяц	Q _{быт}	Q _{фил}	Q _{шл}	Q _{вдхр}	Q _{гэс}	Q _{х.с.}	Q _{нб}	V	ΔV	V _{кон}	Z _{нач ВБ}	Z _{кон ВБ}	Z _{ср ВБ}	Z _{нб}	H	N _{гар}
11	714	3	0	2093	2807	0	2810	49,1	5,4	43,7	260,0	259,0	259,5	222,5	36,0	888
12	599	3	0	3725	4324	0	4327	43,7	9,7	34,0	259,0	256,4	257,7	222,8	33,9	1288
1	576	3	0	4380	4956	0	4959	34,0	11,4	22,7	256,4	250,7	253,5	223,0	29,5	1288
2	518	3	0	3760	4278	0	4281	22,7	9,7	12,9	250,7	244,1	247,4	222,8	23,6	888
3	479	3	0	190	669	0	672	12,9	0,5	12,4	244,1	243,2	243,7	220,9	21,8	128
4	1711	3	0	-1053	658	0	661	12,4	-2,7	15,2	243,2	244,9	244,0	220,9	22,2	128
5	2216	3	0	-1595	621	0	624	15,2	-4,1	19,3	244,9	248,3	246,6	220,8	24,8	136
6	6410	3	0	-5801	609	0	612	19,3	-15,0	34,3	248,3	256,5	252,4	220,7	30,7	164
7	4857	3	0	-4202	655	1095	1753	34,3	-8,1	42,4	256,5	258,7	257,6	222,0	34,6	199
8	3956	3	0	-3258	698	1768	2469	42,4	-3,9	46,2	258,7	259,5	259,1	222,4	35,7	219
9	3252	3	0	-2545	707	1400	2110	46,2	-3,0	49,2	259,5	260,0	259,8	222,2	36,6	227
10	2186	3	0	-1473	713	1516	2232	49,2	0,1	49,1	260,0	260,0	260,0	222,3	36,8	231

2.9 Построение режимного поля проектируемой ГЭС

При технико-экономическом обосновании оптимального варианта основного оборудования для выбора числа и типа агрегатов необходимо учитывать следующие основные положения:

- выбранные параметры оборудования должны обеспечивать эксплуатацию агрегатов и станции в целом во всех допустимых режимах работы с наибольшим КПД;

- необходимо стремиться к выбору минимального числа гидроагрегатов при возможно большей мощности каждого из них, что приводит к увеличению КПД реактивных турбин за счет масштабного эффекта, снижению стоимости основного оборудования, сокращению сроков изготовления, монтажа и численности эксплуатационного персонала проектируемой ГЭС.

Выбор оборудования с использованием главных универсальных характеристик состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, наметить такие варианты диаметра рабочего колеса и синхронной частоты вращения, при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды, проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении рабочего колеса и количестве установленных агрегатов.

Необходимо определить область допустимой работы проектируемой ГЭС, для этого строится режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов.

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{\text{ГЭС}}(Q_{\text{ГЭС}}) = z_{\text{ВБ}}(V_{\text{сраб}}) - z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) - \Delta h, \quad (2.31)$$

где $z_{\text{ВБ}}(V_{\text{сраб}})$ – отметка уровня воды в водохранилище, которая изменяется в зависимости от объема сработки $V_{\text{сраб}}$ от НПУ до УМО (рис. 2.11);

$z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода;
 Δh – потери напора в водопроводящих сооружениях.

Также строим кривую зависимости $H_{\text{ГЭС}}(Q_{\text{ГЭС}})$ при $z_{\text{ББ1}} = 176$ м для зимнего периода в маловодном году.

Определение ограничения работы турбин:

1) Ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением:

$$N_{\text{уст.расч}} = k_N \cdot H_{\text{ГЭС}} \cdot Q_{\text{ГЭС}}, \quad (2.32)$$

где k_N – коэффициент мощности, $k_N = 8,8$;

2) ограничение по пропускной способности ГЭС, которую до выбора турбинного оборудования строим по зависимости:

$$Q_{ГЭС} = \frac{Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{H_{ГЭС}}}{\sqrt{H_{расч}^N}}, \quad (2.33)$$

где $Q_{ГЭС}^{max}$ – максимальная пропускная способность ГЭС, соответствующая работе гидростанции при расчетном напоре $H_{расч}^N = 145$ м (рисунок 2.16).

Результаты расчета представлены в таблице 2.19.

Таблица 2.17 – Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС

QНБ, м ³ /с	ЗНБ, м	$\Delta h, м$	ЗНПУ, м	ЗУМО, м	Напорные хар-ки			Огр. по мощности		Огр. по пропуск. способности	
					ННПУ, м	НУМО, м	НЗВБ1, м	Q, м ³ /с	Н, м	Q, м ³ /с	Н, м
0	217,2	1	260,00	143,60	41,8	25,56	35,63	41,8	3817	5361	29,8
100	218	1	260,00	143,60	41	24,76	34,83	40,9	3897	5298	29,1
350	219,8	1	260,00	143,60	39,2	22,96	33,03	40,1	3981	5233	28,4
600	220,7	1	260,00	143,60	38,3	22,06	32,13	39,2	4068	5168	27,7
920	221,3	1	260,00	143,60	37,7	21,46	31,53	38,4	4159	5103	27,0
1432	221,8	1	260,00	143,60	37,2	20,96	31,03	37,5	4255	5036	26,3
2034	222,2	1	260,00	143,60	36,8	20,56	30,63	36,6	4354	4968	25,6
2615	222,5	1	260,00	143,60	36,5	20,26	30,33	35,8	4459	4900	24,9
2986	222,6	1	260,00	143,60	36,4	20,16	30,23	34,9	4569	4830	24,2
3512	222,7	1	260,00	143,60	36,3	20,06	30,13	34,1	4684	4760	23,5
3985	222,8	1	260,00	143,60	36,2	19,96	30,03	33,2	4806	4688	22,8
4423	222,9	1	260,00	143,60	36,1	19,86	29,93	32,3	4933	4616	22,1

По полученным значениям построено режимное поле с учетом ограничений по установленной мощности ГЭС и пропускной способности турбин (рисунок 2.16).

По режимному полю определяем следующие параметры:

- расчетный напор $H_p = 30,0$ (м).;
- минимальный напор $H_{min} = 20,0$ (м).;
- максимальный напор $H_{max} = 38,5$ (м).;
- максимальный расход $Q_{ГЭС}^{max} = 5361 \left(\text{м}^3/\text{с} \right)$.

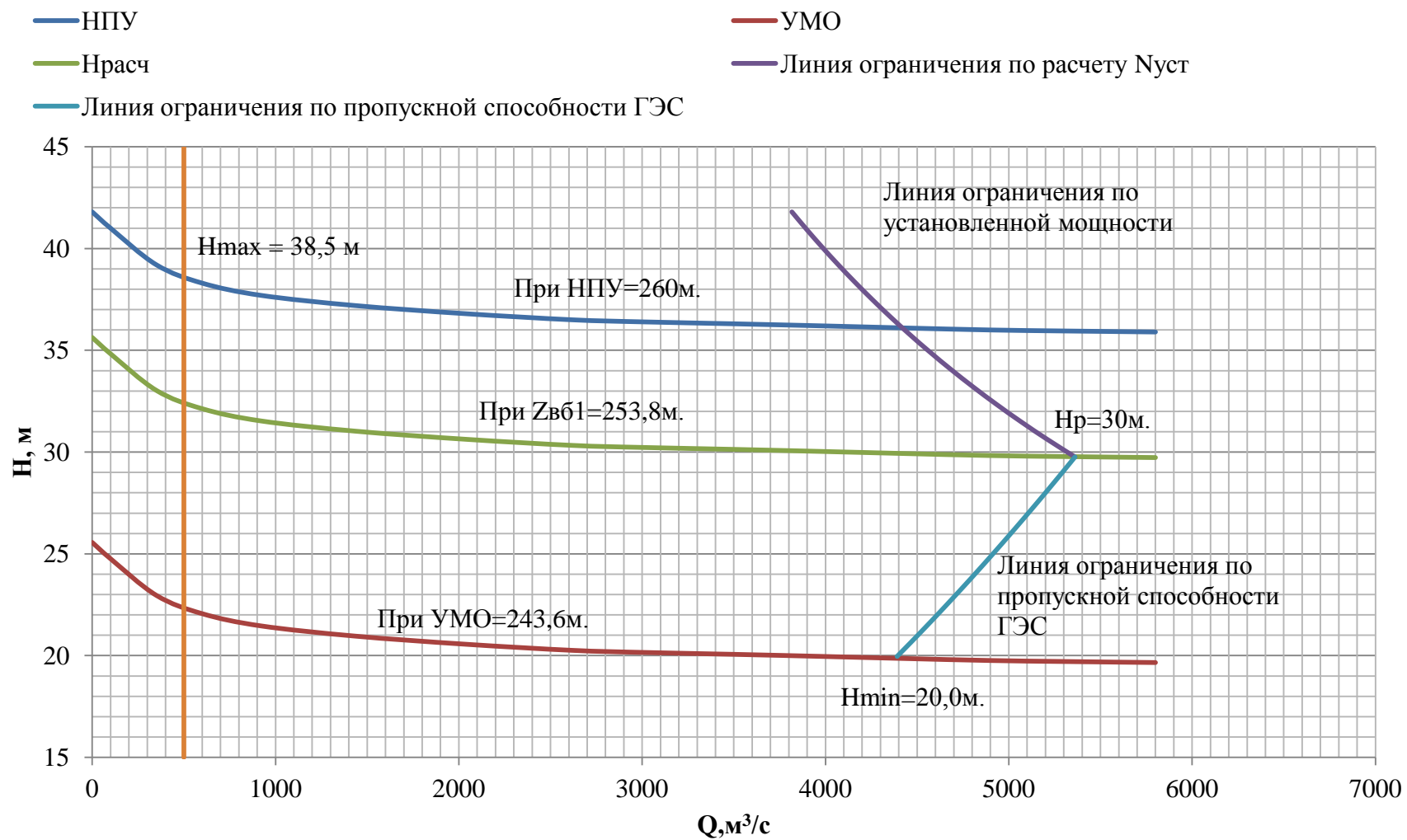


Рисунок 2.16 – Режимное поле проектируемой Бурской ГЭС по напору и расходу

3 Выбор гидросилового оборудования

Задача выбора основного энергетического оборудования, состоит в определении его типов и параметров, которые при заданной исходной информации, выполнении всех требуемых ограничений, обеспечивали бы развитие энергосистемы за счёт проектируемой ГЭС с минимальными затратами на строительство и максимальной прибылью при эксплуатации.

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

Для полученного диапазона изменения напора в п.п. 2.10 по справочным материалам подбираем все возможные типы гидротурбин, исходя из следующих условий:

1) значение предельного напора должно быть не меньше максимального расчетного;

2) отношение $\frac{H_{min}}{H_{пред}} = \frac{20,0}{38,5} = 0,5$ должно быть не меньше справочных данных.

3) максимальный диаметр рабочего колеса должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

Диапазону напоров соответствуют турбины ПЛ40а-В и ПЛ40б-В. Параметры ПЛ40а-В и ПЛ40б-В представлены в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр		ПЛ40а-В	ПЛ40б-В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}, \text{ м}$	40	40
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,5	0,5
Приведенный расход в расчетной точке	Q_{Ipl}	1700	1630
Приведенный КПД в расчетной точке	η_{Ipl}	0,88	0,894
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{Iopt}, \text{ об/м}$	125	123
Оптимальный приведенный расход	$Q'_{Iopt}, \text{ л/с}$	1020	1150
Оптимальный КПД модели	η_{mort}	0,913	0,904
Приведенный максимальный расход	$Q'_{Imax}, \text{ л/с}$	1800	1700
Коэффициент кавитации	$\sigma (Q'_{Imax})$	0,65	0,65
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{Im}, \text{ м}$	0,460	0,460
Напор модельной турбины	$H_{мод}, \text{ м}$	4	4
Температура испытаний	$t_{мод}, ^\circ\text{C}$	10	20

3.2 Определение параметров турбин

На главных универсальных характеристиках турбин намечаем расчетные точки P_1 , предварительно проведя линию n'_{i0} через оптимум КПД.

$Q'_{1p} = 1,700 \text{ м}^3/\text{с}$ для ПЛ40а-В,

$Q'_{1p} = 1,630 \text{ м}^3/\text{с}$ для ПЛ40б-В.

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины выполняем расчеты для ряда стандартных диаметров (начиная с максимально возможного для каждого типа турбин).

КПД натурной турбины η_T определим по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_m) \cdot \left[(1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1m}}{D_1}} \cdot \sqrt[5]{\frac{H_m}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_n}{\nu_m}} \right], \quad (3.1)$$

где η_m, D_{1m}, H_m – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

D_1, H_p – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

ν_n, ν_m – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий t_n и t_m ;

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям, для ПЛ, ПЛД $\varepsilon = 0,75$, для РО $\varepsilon = 0,75$ при $Q'_{1p} \geq Q'_{i0} = 1,17 \geq 1,02$.

где Q'_{i0} – приведенный расход воды в оптимуме главной универсальной характеристики.

Мощность одного агрегата:

$$N_a = 9,81 \cdot Q'_{1p} \cdot D^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.2)$$

где Q'_{1p} – приведенный расход в расчетной точке;

η_G – средний КПД генератора (предварительно принимаем 0,97).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$Z'_a = \frac{N_{ycm}}{N_a}, \quad (3.3)$$

где $N_{ycm} = 1404 \text{ МВт} = 1404000 \text{ КВт}$ – расчетная установленная мощность.

Рассчитанное число агрегатов Z'_a округляется в большую сторону (Z_a).

После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{ycm}}{Z_a}. \quad (3.4)$$

Синхронная частота вращения:

$$n'_c = \frac{n'_p \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_p}}{D_1}, \quad (3.5)$$

где n'_p – приведенная частота в расчётной точке на ГУХ;

$\Delta p = \frac{\eta_T}{\eta_M}$ – поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре.

По полученной синхронной частоте вращения принимаем ближайшее большее стандартное значение n_c .

Приведенные частоты вращения соответствующие известным напорам – максимальному, расчетному и минимальному находятся по следующим формулам:

$$n'_{1\max} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{\min} \cdot \Delta p}}, \quad (3.6)$$

$$n'_{1p} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta p}}, \quad (3.7)$$

$$n'_{1\min} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{\max} \cdot \Delta p}}. \quad (3.8)$$

Рассматриваем все возможные варианты, начиная с максимального.

При выборе определяемся следующими параметрами:

максимальный КПД;
оптимальная рабочая зона турбины;
сокращение количества агрегатов;
транспортировка.

Результаты расчета приведены в таблицу 3.2

Таблица 3.2 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины ПЛ40а-В и ПЛ40б-В

Параметры	ПЛ40а-В				ПЛ40б-В			
D_1 , м	7,1	7,5	9,5	10	10,6	7,1	7,5	8
η_T	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,94	0,94	0,94
N'_a , МВт	124,3	138,7	223,1	247,3	278,0	120,55	134,5	153,1
n , ШТ	11,3	10,1	6,3	5,7	5,1	11,7	10,4	9,2
$n_{окр}$, ШТ	12	12	8	6	6	12	12	10

Окончание таблицы 3.2

Параметры	ПЛ40а-В				ПЛ40б-В			
$N_{\text{лг}}, \text{ МВт}$	117,0	117,0	175,5	234,0	234,0	117,0	117,0	140,4
ΔP	1,054	1,054	1,057	1,057	1,058	1,049	1,049	1,050
$n_{\text{синх}}, \text{ об/мин}$	99,0	93,7	74,1	70,4	66,4	97,2	92,0	86,3
$n_{\text{синх}}, \text{ об/мин}$	100	93,8	75	71,4	68,2	100	93,8	88,2
$n'_p, \text{ об/мин}$	126,3	125,1	126,5	126,8	128,3	126,6	125,4	125,7
$n'_{\text{мин}}, \text{ об/мин}$	111,46	110,4	111,7	111,9	113,3	111,7	110,7	111,0
$n'_{\text{мах}}, \text{ об/мин}$	154,6	153,2	155,0	155,3	157,2	155,0	153,6	154,0

Далее проводятся расчёты только для ПЛ40а-В-1060 и для ПЛ40б-В-950, так как на других диаметрах точка оптимума находится за границами зоны работы турбин.

На рисунке 3.1 представлена проточная часть модели гидротурбины ПЛ40/587а-В-46

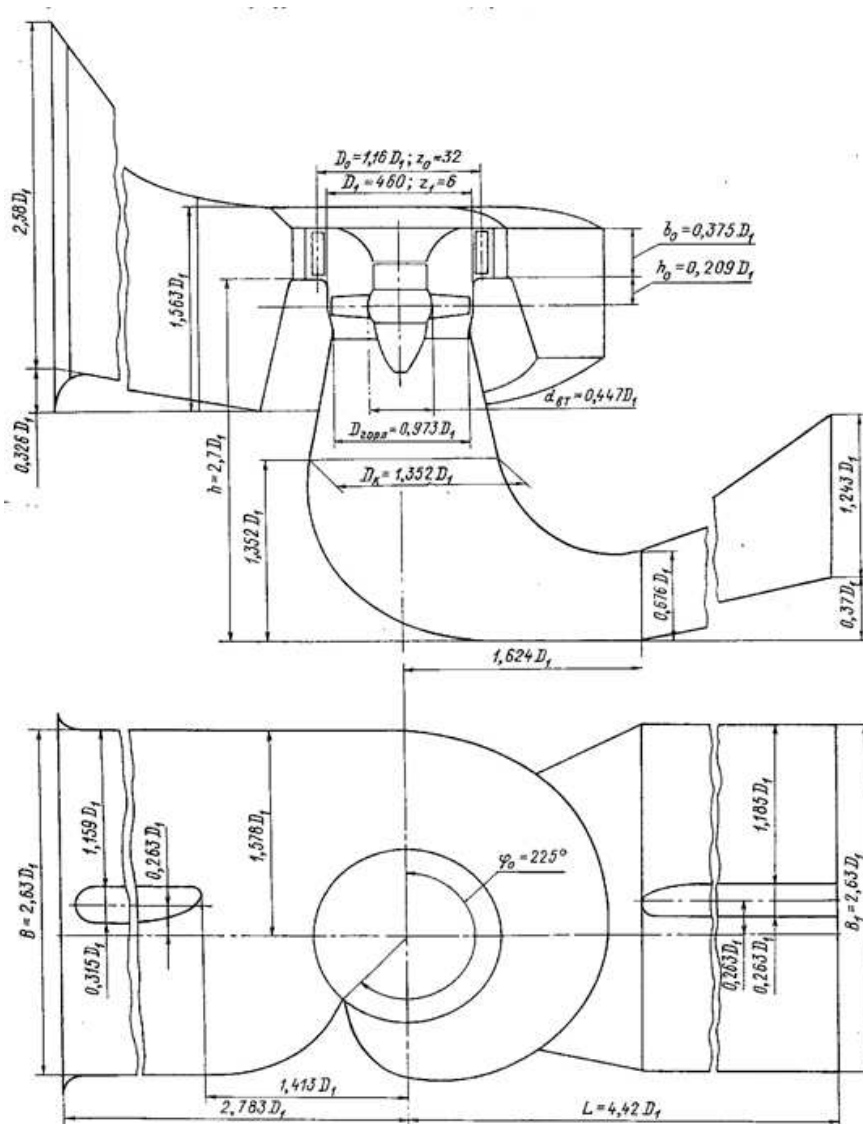


Рисунок 3.1 – Проточная часть модели гидротурбины ПЛ40/587а-В-46

3.3 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу.

Возможность работы гидротурбины при минимальных расходах обеспечивает увеличение мощности и выработки электроэнергии ГЭС. Поэтому при выборе основного энергетического оборудования проектируемой ГЭС необходимо выполнять проверку возможности работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу воды. Для этого необходимо линию ограничения по минимальному расходу с режимного поля пересчитать в координаты главной универсальной характеристики Q'_I и n'_I для двух значений напора H_{\max} и H_{\min} . Поскольку n'_I для указанных напоров определялись ранее, то остается вычислить приведенный расход по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q_{\min}}{z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta p}}. \quad (3.9)$$

Для ПЛ40а – В - 1060:

$$Q'_I = \frac{Q_{\min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\max} \cdot \Delta p}} = \frac{500}{10,6^2 \cdot \sqrt{38,5 \cdot 1,058}} = 0,697 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (3.10)$$

$$Q'_I = \frac{Q_{\min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\min} \cdot \Delta p}} = \frac{500}{10,6^2 \cdot \sqrt{20 \cdot 1,058}} = 0,967 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.11)$$

Для ПЛ40б – В - 950:

$$Q'_I = \frac{Q_{\min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\max} \cdot \Delta p}} = \frac{500}{9,5^2 \cdot \sqrt{38,5 \cdot 1,051}} = 0,870 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (3.12)$$

$$Q'_I = \frac{Q_{\min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\min} \cdot \Delta p}} = \frac{500}{9,5^2 \cdot \sqrt{20 \cdot 1,051}} = 1,21 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.13)$$

3.4 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы.

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы определяется по формуле:

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) + H_s, \quad (3.14)$$

где $Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе при расходе $Q_{\text{нб}}$, соответствующем расчетному значению высоты отсасывания H_s .

Расчетное значение высоты отсасывания H_s определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Анализ кавитационной характеристики показывает, что наиболее

опасными с точки зрения кавитации, т.е. требующими наибольшего заглубления являются, как правило, три режима: работа одного агрегата с установленной мощностью при отметке НПУ, работа ГЭС с установленной мощностью при отметке НПУ и работа всех агрегатов с установленной мощностью при расчетном по мощности напоре.

Высота отсасывания H_s вычисляется по формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma \cdot H - \Delta H_s + \Delta Z_{х.пл.}, \quad (3.15)$$

где B - барометрическое давление, равное 10 мм вод.ст;

ΔH_s - дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающее неточности определения σ при модельных испытаниях, масштабный эффект и антикавитационный запас, равное 1,5 м;

σ - коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчетных условий;

H - напор турбины, определяемый уровнем верхнего бьефа и $Z_{нб}(Q_{нб})$;

$\Delta Z_{х.пл.}$ - разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая определяется следующим образом: для осевых горизонтальных капсульных турбин (ПЛ-ГК) $\Delta Z_{х.пл.} = -D_1/2$; для осевых вертикальных ПЛ-турбин $\Delta Z_{х.пл.} = 0$; для вертикальных ПЛД и РО-турбин

$$\Delta Z_{х.пл.} = B_0/2. \quad (3.16)$$

Высота направляющего аппарата натурной турбины B_0 пересчитывается с модели по формуле:

$$B_0 = \frac{B_{0м} \cdot D_{1н}}{D_{1м}}. \quad (3.17)$$

где $B_{0м}$, $D_{1м}$ - соответственно высота направляющего аппарата и диаметр рабочего колеса модельной гидротурбины.

3.4.1 Работа одного гидроагрегата с установленной мощностью и $N_{мах}$, гидротурбина ПЛ40а-В -1060

На режимном поле проектируемой ГЭС находим точку 1 на характеристике $H(Q)$ при отметке НПУ=260м, соответствующую известной величине установленной мощности агрегата:

$$N_a = k_N \cdot Q_a \cdot H_a. \quad (3.18)$$

Координаты точки: $Q_a = 724,3 \text{ м}^3/\text{с}$; $H_{аэп} = 38,5 \text{ м}$.

Пересчитаем эту точку в координаты n_1' :

$$n'_1 = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{\Delta p \cdot H_{арп}}} = \frac{68,2 \cdot 10,6}{\sqrt{1,058 \cdot 38,5}} = 113,3 \text{ об/мин} \quad (3.19)$$

На универсальной характеристике проводим линию 113,3 об/мин до пересечения с линией по генератору. В этой точке определяем $\sigma = 0,7$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{нб} = 221,1$ м.

Определяем высоту отсасывания:

$$H_s = 10 - \frac{221,1}{900} - 38,5 \cdot 0,155 - 1,5 = 2,61 \text{ м.}$$

3.4.2 Работа одного гидроагрегата с H_{\min} и соответствующей мощностью на линии ограничения пропускной способности турбины, гидротурбина ПЛ40а-В -1060

На режимном поле этому режиму соответствует точка 2. Для нее: $Q_a = 661,6 \text{ м}^3/\text{с}$; $H_{арп} = 20$ м.

$$n'_1 = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{\Delta p \cdot H_{арп}}} = \frac{68,2 \cdot 10,6}{\sqrt{1,058 \cdot 20}} = 157,2 \text{ об/мин} \quad (3.20)$$

На универсальной характеристике проводим линию 157,2 об/мин до пересечения с линией по генератору. В этой точке определяем $\sigma = 0,6$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{нб} = 221$ м.

$$H_s = 10,33 - \frac{221}{900} - 20 \cdot 0,435 - 1,5 = -0,12 \text{ м.}$$

3.4.3 Работа одного гидроагрегата с расчетной мощностью и $H_{расч}$, гидротурбина ПЛ40а-В -1060

На режимном поле этому режиму соответствует точка 3. Для нее: $Q_a = 924,2 \text{ м}^3/\text{с}$; $H_{арп} = 30$ м.

$$n'_1 = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{\Delta p \cdot H_{арп}}} = \frac{57,7 \cdot 9,5}{\sqrt{1,058 \cdot 30}} = 128,3 \text{ об/мин} \quad (3.21)$$

На универсальной характеристике проводим линию 128,3 об/мин до пересечения с линией по генератору. В этой точке определяем $\sigma = 0,602$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{нб} = 221,4$ м.

$$H_s = 10,33 - \frac{221,4}{900} - 30 \cdot 0,5 - 1,5 = -6,42 \text{ м.}$$

3.4.4 Работа одного гидроагрегата с установленной мощностью и N_{\max} , гидротурбина ПЛ406-В – 950

На режимном поле проектируемой ГЭС находим точку 1 на характеристике $H(Q)$ при отметке НПУ=200м, соответствующую известной величине установленной мощности агрегата:

$$N_a = k_N \cdot Q_a \cdot H_a. \quad (3.22)$$

Координаты точки: $Q_a = 608,5 \text{ м}^3/\text{с}$; $H_{\text{агр}} = 38,5 \text{ м}$.
Пересчитаем эту точку в координаты n'_1 :

$$n'_1 = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{\Delta p \cdot H_{\text{агр}}}} = \frac{75 \cdot 9,5}{\sqrt{1,051 \cdot 38,5}} = 112 \text{ об/мин} \quad (3.23)$$

На универсальной характеристике проводим линию 112 об/мин до пересечения с линией по генератору. В этой точке определяем $\sigma = 0,22$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{\text{нб}} = 200,9 \text{ м}$.

Определяем высоту отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{220,9}{900} - 38,5 \cdot 0,22 - 1,5 = 0,12 \text{ м}.$$

3.4.5 Работа одного гидроагрегата с N_{\min} и соответствующей мощностью на линии ограничения пропускной способности турбины, гидротурбина ПЛ406-В – 950

На режимном поле этому режиму соответствует точка 2. Для нее:
 $Q_a = 571 \text{ м}^3/\text{с}$; $H_{\text{агр}} = 20 \text{ м}$.

$$n'_1 = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{\Delta p \cdot H_{\text{агр}}}} = \frac{75 \cdot 9,5}{\sqrt{1,051 \cdot 20}} = 155,4 \text{ об/мин} \quad (3.24)$$

На универсальной характеристике проводим линию 155,4 об/мин до пересечения с линией по генератору. В этой точке определяем $\sigma = 0,451$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{\text{нб}} = 220,8 \text{ м}$.

$$H_s = 10,33 - \frac{220,8}{900} - 20 \cdot 0,365 - 1,5 = 1,285 \text{ м}.$$

3.4.6 Работа одного гидроагрегата с расчетной мощностью и $N_{\text{расч}}$, гидротурбина ПЛ406-В – 950

На режимном поле этому режиму соответствует точка 3. Для нее:

$$Q_a = 780,4 \text{ м}^3/\text{с}; H_{ap} = 30 \text{ м.}$$

$$n'_1 = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{\Delta p \cdot H_{ap}}} = \frac{57,7 \cdot 9,5}{\sqrt{1,051 \cdot 30}} = 126,9 \text{ об/мин.} \quad (3.25)$$

На универсальной характеристике проводим линию 126,9 об/мин до пересечения с линией по генератору. В этой точке определяем $\sigma = 0,47$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{нб} = 221,25 \text{ м}$.

$$H_s = 10,33 - \frac{221,25}{900} - 30 \cdot 0,415 - 1,5 = -3,87 \text{ м.}$$

Полученные результаты представлены в таблице 3.3

Таблица 3.3 - Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	D_1 , м	Z_a , шт	n_c , об/мин	N_a , МВт	H_{s1} , м	H_{s2} , м	H_{s3} , м
ПЛ40а - В	10,6	6	68,2	234	-0,12	-6,42	2,61
ПЛ40б - В	9,5	8	75	175,5	1,285	-3,87	0,12

Выбираем турбину ПЛ40б – В – 950 с высотой отсасывания -3,87 м, так как при использовании турбины ПЛ40а – В величина заглубления отсасывающей трубы больше, чем у ПЛ40а – В.

$$\nabla Z_{p.k.} = 221,25 - 3,7 = 217,38 \text{ м.}$$

3.5 Выбор гидрогенератора

Полученные параметры гидротурбины позволяют наметить соответствующие варианты параметров гидрогенераторов. Поскольку проектирование гидрогенератора не входит в состав задач данного курсового проекта, то выбирается серийный тип гидрогенератора по справочным данным. Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения

Определим число пар полюсов гидрогенератора по формуле:

$$p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_c}, \quad (3.26)$$

где n_c – синхронная частота гидрогенератора.

$$p = \frac{6000}{75} = 80$$

Рассчитаем номинальную мощность генератора по формуле:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos \varphi}, \quad (3.27)$$

где $\cos \varphi = 0,81 - 0,9$ – коэффициент мощности генератора.

$$S_{\text{ном}} = \frac{175,5}{0,9} = 195 \text{ МВА}$$

По справочным данным выбираем гидрогенератор: СВ-1490/220-96ТВ4..
Размеры гидрогенератора представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4.- Основные размеры генератора СВ $\frac{1490}{220}$ 96ТВ4 Бурской ГЭС

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	S _{ном}	МВА	195
Номинальная активная мощность	P _{ном}	МВт	195,5
Коэффициент мощности	Cosφ	о.е.	0,9
Номинальное напряжение	U _{ном}	кВ	13,8
Номинальная частота вращения	n _{ном}	об/мин	75
Исполнение	Зонтичное с двумя направляющими подшипниками, встроенным в верхнюю часть крестовины и крышку турбины		

3.6 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки. Выбор электрогидравлического регулятора

По номограмме для турбины ПЛ40-В определим тип маслонапорной установки: МНУ 30/2-40-32-3.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором ГА 30/2-40 вместимостью 30 м³, состоящим из двух сосудов давлением 4 МПа (40 кгс/см²), с маслонасосным агрегатом МА32-3, имеющим сливной бак вместимостью 32 м³ с одним насосами 3В40/40ГТ.

Насос –3В40/40ГТ: число сосудов–1 шт, подача–8,9 л/с, мощность–53кВт.

Электродвигатель – 4А225М4: мощность 55 кВт; частота вращения 1450 об/мин.

Общая масса МНУ – 36 т.

Выбираем электрогидравлический регулятор: ЭГРК 2МП1-100-4.

4 Проектирование сооружений напорного фронта

4.1 Компоновка основных сооружений гидроузла в плане

Приступая к компоновке гидроузла, необходимо определить общее конструктивное решение и габариты сооружения.

Различают три основных типа компоновки: русловую, пойменную и береговую или деривационную. Учитывая особенности заданного створа, высоту сооружения оптимальной будет плотинная компоновка гидротехнических сооружений.

При плотинной компоновке, здание ГЭС является водоподпорным сооружением и входит в состав напорного фронта плотины.

4.2 Проектирование бетонной водосливной плотины

Процесс проектирования включает конструктивные проработки в сочетании с гидравлическими, фильтрационными и статическими расчетами. На начальном этапе проектирования определяется отметка гребня водослива и ширина водосливного фронта. На последующих стадиях конструируется профиль водослива, устройства нижнего бьефа, подземная часть плотины, ее быки и устои.

4.2.1 Определение отметки гребня плотины.

Для бетонных плотин с вертикальной напорной гранью отметку гребня находят:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + a, \quad (4.1)$$

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{ФПУ}} + h_{1\%} + a, \quad (4.2)$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности

Определение высоты волны 1% обеспеченности.

Для основного сочетания нагрузок и воздействий:

Вычисляют безразмерные комплексы $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$,

где $t = 6\text{ч}$ – период развития волн на водохранилище

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 16 \cdot 10^3}{20^2} = 392,4, \quad (4.3)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 60 \cdot 60}{20} = 10594,8. \quad (4.4)$$

Из графика по верхней огибающей кривой для глубоководной зоны с глубиной $d > 0,5\bar{\lambda}_d$, где дно не влияет на основные характеристики волн, и значениям $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ определяем параметры $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}^2}{2\pi}$

$$\text{При } \frac{gL}{V_w^2} = 392,4 : \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,032, \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 2,5,$$

$$\text{При } \frac{gt}{V_w} = 10594,8 : \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,085, \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 4,2.$$

Принимаем наименьшие значения комплексов $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,032$, $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 2,5$ и находим средний период волны \bar{T} (с) и среднюю высоту волны \bar{h} (м):

$$\bar{T} = \frac{2,5 \cdot V_w}{g} = \frac{2,5 \cdot 20}{9,81} = 5,09 \text{ с}, \quad (4.5)$$

$$\bar{h} = \frac{0,032 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,032 \cdot 20^2}{9,81} = 1,3 \text{ м} \quad (4.6)$$

Вычисляем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 5,09^2}{2 \cdot 3,14} = 40,47 \text{ м}, \quad (4.7)$$

Проверяем условие $d > 0,5\bar{\lambda}_d$.

$$d = 21,4 > 0,5\bar{\lambda}_d = 0,5 \cdot 40,47 = 20,2 - \text{условие выполняется.}$$

Определяем высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 1,3 \cdot 2,1 = 2,73 \text{ м}. \quad (4.8)$$

Высота волны 1% обеспеченности в системе волн глубоководной зоны определяется по формуле (4.8), где $k_i = 2,1$ - коэффициент, определяемый в зависимости от значения $\frac{gL}{V_w^2} = 392,4$.

Для особого сочетания нагрузок и воздействий:

Вычисляем безразмерные комплексы $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$, где $t = 6$ - период развития волн на водохранилище

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 22 \cdot 10^3}{15^2} = 872, \quad (4.9)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 60 \cdot 60}{15} = 14126,4 \quad (4.10)$$

Из графика по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0,5\bar{\lambda}_d$, где дно не влияет на основные характеристики волн) и значениям $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ определяем параметры $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}^2}{2\pi}$

$$\text{При } \frac{gL}{V_w^2} = 872 : \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,046, \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 2,4;$$

$$\text{При } \frac{gt}{V_w} = 14126 : \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,11, \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 4,8;$$

Принимаем наименьшие значения комплексов $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,046$, $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 2,8$ и находим средний период волны \bar{T} (с) и среднюю высоту волны \bar{h} (м):

$$\bar{T} = \frac{2,8 \cdot V_w}{g} = \frac{2,8 \cdot 15}{9,81} = 4,3 \text{ с}, \quad (4.11)$$

$$\bar{h} = \frac{0,046 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,046 \cdot 15^2}{9,81} = 1,05 \text{ м}. \quad (4.12)$$

Вычисляем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 4,3^2}{2 \cdot 3,14} = 28,9 \text{ м} \quad (4.13)$$

Проверяем условие $d > 0,5\bar{\lambda}_d$.

$$d = 21,9 > 0,5\bar{\lambda}_d = 0,5 \cdot 28,9 = 14,45 - \text{условие выполняется.}$$

Определяем высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 1,05 \cdot 2,15 = 2,26 \text{ м} \quad (4.14)$$

Высота волны 1% обеспеченности в системе волн глубоководной зоны определяется по формуле (4.14), где $K_i = 2,15$ - коэффициент, определяющийся в зависимости от значения $\frac{gL}{V_w^2} = 872$.

Определение отметки бетонной плотины.

$$\nabla_{\text{БП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + a = 260 + 2,73 + 0,8 = 263,53 \text{ м}. \quad (4.15)$$

$$\nabla \text{ГБП} = \nabla \text{ФПУ} + h_{1\%} + a = 261 + 2,26 + 0,8 = 264,06 \text{ м} \quad (4.16)$$

$$\nabla \text{ГБ} = \nabla \text{ГВ} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} + a = 250 + 1,6 \cdot 10 = 266 \text{ м} \quad (4.17)$$

Принимаем $\nabla \text{ГБП} = 266 \text{ м}$

4.2.2 Гидравлические расчеты

В результате гидравлического расчёта определяем:

- ширину водосливного фронта, число и размеры водосливных отверстий;
- отметку гребня водослива;
- форму водосливной поверхности;
- сопряжение потока в нижнем бьефе;
- размеры гасителей.

Выбор типа, числа и размеров отверстий водосливной плотины необходимо производить исходя из требований пропуска расчетного расхода воды основного расчетного случая. Пропуск расчетного расхода при основном расчетном случае производится при НПУ при полном открытии всех водопропускных сооружений. Определенные размеры отверстий и их число подлежат проверке на поверочный расчетный случай. Пропуск расчетного расхода воды для проверки расчетного случая надлежит выполнять при ФПУ и УНБ_{max} всеми пропускными сооружениями.

4.2.2.1 Определение ширины водосливного фронта, числа и размеров водосливных отверстий

Определяют расчетный расход воды для основного расчетного случая Q_p , который должен пропускаться при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии.

Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов, должно быть не более:

$$(n_{\text{га}} - 2) \text{ при числе гидроагрегатов ГЭС } 8 \leq n_{\text{га}} \leq 12;$$

Для средне- и низконапорных гидроузлов при снижении напоров на гидроагрегаты ниже допустимых по характеристикам гидротурбин пропускная способность гидротурбин в расчетах пропуска максимальных расходов воды не должна учитываться.

$$Q_p = Q_{\text{осн. max}} - Q_{\text{гэс}} = 10496 - 780,4 \cdot (8-2) = 5813,6 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (4.18)$$

где $Q_{\text{осн. max}}$ – расчетный максимальный расход для основного расчетного случая с учетом трансформации его водохранилищем;

$Q_{\text{ГЭС}}$ - расход через агрегаты, участвующие при пропуске расчетного расхода.

Определим общую ширину водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_{\text{с}}}, \quad (4.19)$$

где $q_{\text{с}}$ - удельный расход на водосливе

$$q_{\text{с}} = 1,25 \cdot q_p, \quad (4.20)$$

где q_p - удельный расход на рисберме:

$$q_p = [\nu_h] \cdot h_{\text{НБ}}, \quad (4.21)$$

где $h_{\text{НБ}}$ - глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $\nabla_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$ при $Q_{\text{осн.мах}}$;

$[\nu_h]$ - допустимая неразмывающая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки (скала - 5 и более м/с, принимаем $[\nu_h] = 5$ м/с).

Отметка уровня НБ, определяется при $Q_{\text{осн.мах}} = 11672$ м³/с, УНБ = 223,59 м.

$$h_{\text{НБ}} = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{дна}} = 223,59 - 217,2 = 6,4 \text{ м}, \quad (4.22)$$

$$q_p = 8,0 \cdot 6,4 = 51,2 \text{ м}^2/\text{с},$$

$$q_{\text{с}} = 1,25 \cdot 51,2 = 63,9 \text{ м}^2/\text{с},$$

$$B = \frac{Q_p}{q_{\text{с}}} = \frac{5813,6}{63,9} = 90,9 \text{ м}. \quad (4.23)$$

Ширина водосливного фронта B должна быть целым числом, поэтому полученное значение округлим в большую сторону, $B = 91$ м.

Определим количество водосливных отверстий. Зададимся стандартной шириной пролета отверстия $b = 10$ м, тогда число водосливных отверстий:

$$n = \frac{B}{b} = \frac{91}{10} = 9,1. \quad (4.24)$$

Округлим до ближайшего целого числа $n = 10$

Ширина водосливного фронта будет равна :

$$B = n \cdot b = 10 \cdot 10 = 100 \text{ м.} \quad (4.25)$$

Из-за возможности неоткрытия одного затвора n увеличиваем на единицу. Отсюда следует, что $n = 11$.

$$\text{Тогда, } B = n \cdot b = 11 \cdot 10 = 110 \text{ м.} \quad (4.26)$$

4.2.2.2 Определение отметки гребня водослива

По основной формуле расхода для водослива методом последовательного приближения определяют напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления- H_{01} , а затем с учетом сжатия и подтопления- H_{02} .

По основной формуле расхода для водослива методом последовательного приближения определяют напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления- H_{01} , а затем с учетом сжатия и подтопления- H_{02} .

$$H_{01}^{осн} = \left(\frac{Qp}{m \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot B}} \right)^{2/3}, \quad (4.27)$$

где m — коэффициент расхода, для профиля оголовка безвакуумной водосливной стенки типа А $m \approx 0,49$, принимаем в курсовом проекте очертание водосливной стенки Кригера- Офицерова типа А (Рисунок 4.1.);

$Q_{расч}$ — расчетный расход через водосливную плотину, (5813,6 м³/с);

B — ширина водосливного фронта, равная 110 м;

g — ускорение свободного падения, равно 9,81 м/с².

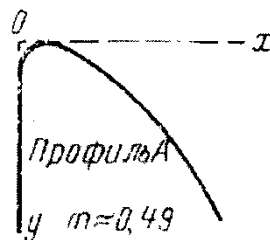


Рисунок 4.1 – Водосливная стенка нормального очертания (Кригера-Офицерова), типа А

$$H_{01}^{осн} = \left(\frac{5813,6}{0,49 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 110}} \right)^{2/3} = 8,95 \text{ м.}$$

Во втором приближении определим напор $H_{02}^{осн}$ с учетом бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{осн\ 02} = \left(\frac{Q_p}{m \varepsilon \sigma_n B \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (4.28)$$

где σ_n – коэффициент подтопления (принимаем $\sigma_n = 1$);

ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяют по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \frac{\xi_y + (n-1)\xi_\delta}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (4.29)$$

где b – ширина пролета;

n – число пролётов;

ξ – коэффициент формы вертикальных боковых устоев, принимаем $\xi_y = 0,7$.

ξ_0 – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане и от формы верховой грани быка, принимаем $\xi_\delta = 0,45$.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \frac{0,7 \cdot (10-1) \cdot 0,45}{10} \cdot \frac{8,95}{10} = 0,91$$

Определим полный напор на водосливе:

$$H_{01}^{осн} = \left(\frac{5813,6}{0,49 \cdot 1 \cdot 0,91 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 100}} \right)^{2/3} = 9,5 \text{ м.}$$

Определим геометрический напор на водосливе по формуле:

$$H = H_{02}^{осн} - \frac{\alpha \cdot v_{0осн}^2}{2 \cdot g}, \quad (4.30)$$

где α – коэффициент кинетической энергии (коэффициент Кориолиса), принимаем $\alpha = 1,1$;

v_0 – скорость подхода потока к водосливу.

Скорость подхода потока к водосливу определяется по формуле:

$$v_{0осн} = \frac{Q_p^{осн}}{\omega}, \quad (4.31)$$

где ω – площадь живого сечения потока.

Площадь прямоугольного живого сечения перед плотиной определяется по формуле:

$$\omega = (\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дно}}) \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta), \quad (4.32)$$

где δ - толщина быка,

При ширине пролёта $b=10\text{м}$ принимаем ширину быка равной $0,12b$, т.е. ширина быка будет равна

$$\delta = 0,20 \cdot 10 = 2 \text{ м}$$

При наличии деформационного шва по оси быка его толщину увеличиваем на 1 м, тогда толщина разрезного быка равна

$$\delta = 2,0 + 1,0 = 3,0 \text{ м},$$

$$\omega = (260 - 217,2)[100 + (10 - 1) \cdot 3] = 5564 \text{ м}^2$$

Скорость подхода потока к водосливу будет равна:

$$V_0 = \frac{5813,6}{5564} = 1,07 \text{ м/с},$$

$$H = 9,5 - \frac{1,1 \cdot 1,07^2}{2 \cdot 9,81} = 9,43 \text{ м}.$$

Определенный геометрический напор округляем до ближайшего стандартного значения $H = H_{\text{ст}} = 10 \text{ м}$.

Определим отметку гребня водослива

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}} = 260 - 10 = 250 \text{ м}. \quad (4.33)$$

4.3.2.3 Построение профиля водосливной плотины.

Оголовок безвакуумного практического профиля типа А и В строится по координатам Кригера-Офицера, приведенным в справочнике по гидравлическим расчетам Киселева.

По проектному напору $H_{\text{пр}} = H_{\text{ст}}$ определяются координаты для построения оголовка плотины практического профиля. Табличные координаты умножаются на $H_{\text{ст}} = 10 \text{ м}$, приведены в таблице 4.1 и на рисунке 4.2.

Таблица 4.1 – Приведенные координаты начального очертания гребня нормальной безвакуумной водосливной стенки (Кригера – Офицерова)

№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м
				30	18
1	0	1,26	21	20	12,35
2	1	0,36	22	21	13,69
3	2	0,07	23	22	15,08
4	3	0,00	24	23	16,53
5	4	0,06	25	24	18,94
6	5	0,27	26	25	19,60
7	6	0,60	27	26	21,22
8	7	1,00	28	27	22,89
9	8	1,46	29	28	24,62
10	9	1,98	30	29	26,40
11	10	2,56	31	30	28,24
12	11	3,21	32	31	30,13
13	12	3,94	33	32	32,07
14	13	4,75	34	33	34,05
15	14	5,64	35	34	36,09
16	15	6,61	36	35	38,18
17	16	7,64	37	36	40,31
18	17	8,73	38	37	42,49
19	18	9,87	39	38	44,71
20	19	11,08	40	39	46,98

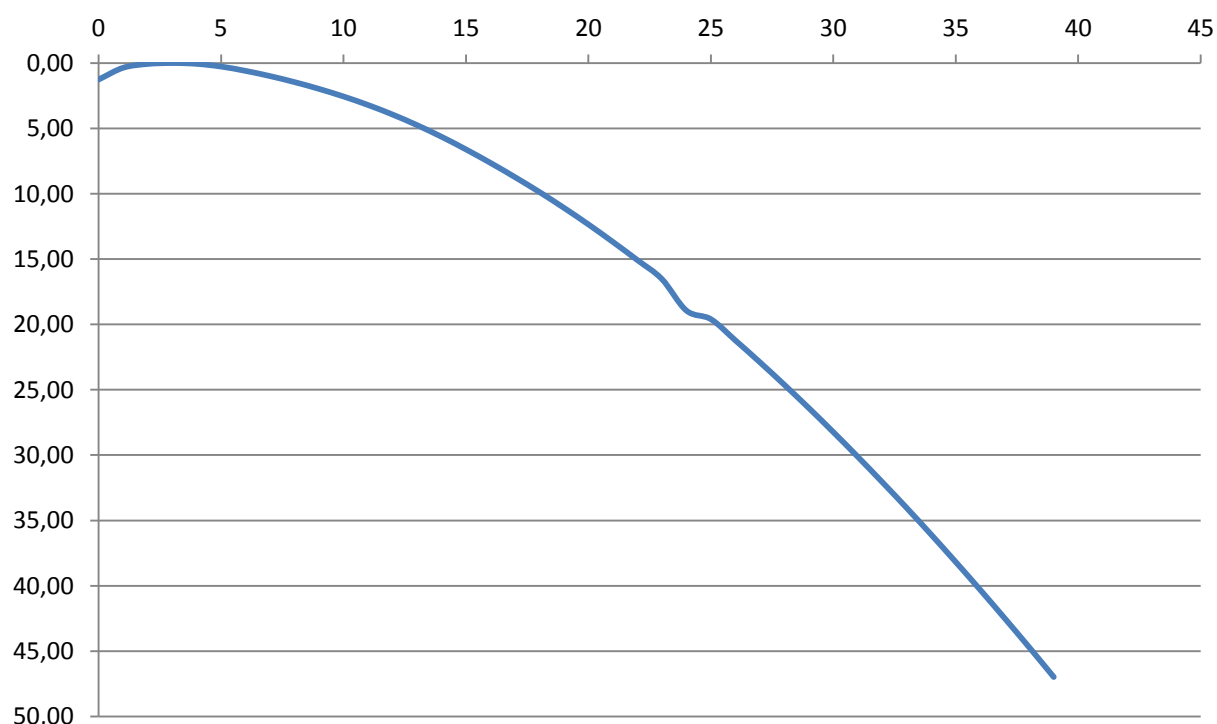


Рисунок 4.2 – Начальное очертание гребня нормальной безвакуумной водосливной стенки (Кригера – Офицерова)

Высота плотины:

$$C_B = \nabla_{ГВ} - \nabla_{дно} = 250 - 217,2 = 32,8 \quad (4.34)$$

4.2.2.4 Проверка на пропуск поверочного расхода при поверочном расчетном случае

Определяется напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая:

$$H_{0\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} \quad (4.35)$$

здесь

$$Q_{\text{р.пов}} = Q_{\text{пов.мах}} - Q_{\text{ГЭС}} - Q_C, \quad (4.36)$$

где $Q_{\text{ГЭС}}$ – расход воды, проходящий через агрегаты здания ГЭС, участвующие в пропуске ;

Q_C – расход, сбрасываемый через другие водопропускные сооружения гидроузла, а также через водозаборы, шлюзы, рыбопропускные сооружения принимаем $Q_C = 0$.

$$Q_{\text{р.пов}} = 11672 - (780,4 \cdot (8 - 2)) = 6989,6 \text{ м}^3 / \text{с} ,$$

$$H_{0\text{пов}} = \left(\frac{6989,6}{0,49 \cdot 110 \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,5 \text{ м} ,$$

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m\varepsilon_n B \sqrt{2g}} \right)^{2/3} , \quad (4.37)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \frac{0,7 + (11-1) \cdot 0,45}{11} \cdot \frac{9,5}{11} = 0,9,$$

$$H_{02} = \left(\frac{6989,6}{0,49 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 110 \cdot \sqrt{29,81}} \right)^{2/3} = 10,2 \text{ м} .$$

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода при пропуске поверочного расхода:

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha V_{0\text{пов}}^2}{2g}, \quad (4.38)$$

$$H_{\text{пов}} = 10,2 - \frac{1,1 \cdot 1,1^2}{2 \cdot 9,81} = 10,1$$

$$V_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla \text{ФПУ} - \nabla_{\text{дна}})(B + n \cdot \delta_{\text{б}})} = \frac{6989,6}{(261 - 217,2)[110 + (11 - 1) \cdot 3]} = 1,1^3 / \text{с} \quad (4.39)$$

Определяется расчетная отметка форсированного уровня:

$$\nabla \text{ФПУ}_{\text{р}} = \nabla \text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 250 + 10,1 = 260,1 \text{ м} \quad (4.40)$$

Так как расчетная отметка форсированного уровня меньше заданной, то заданная отметка форсированного уровня не изменяется.

4.2.2.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

При устройстве плотины необходимо рассчитать глубину в сжатом сечении h_c для определения второй сопряженной глубины $h_{c''}$, которую следует сравнить с бытовой глубиной в нижнем бьефе $h_{\text{НБ}}$ и по их отношению определить тип сопряжения бьефов (тип гидравлического прыжка).

Различают следующие типы сопряжения струи с НБ при донном режиме:

- а) $h_{c''} > h_{\text{НБ}}$ — сопряжение по типу отогнанного прыжка;
- б) $h_{c''} = h_{\text{НБ}}$ — сопряжение в виде прыжка в сжатом сечении;
- в) $h_{c''} < h_{\text{НБ}}$ — сопряжение в виде надвинутого (затопленного) прыжка.

Основной расчётный случай:

Проверяем условие, при котором можно не учитывать скорости подхода воды к водосливу плотины.

$$\omega > 4BH, \quad (4.41)$$

$$4BH = 4 \cdot [100 + (11 - 1) \cdot 3] \cdot 10 = 5080 \text{ м}^2,$$

$$\omega = (260 - 217,2) \cdot [(110 + 10) + (11 - 1) \cdot 3] = 5600 \text{ м}^2$$

Условие выполняется поэтому скоростью подхода воды к водосливу пренебрегаем, тогда $H_0 = H_{\text{ст}} = 10 \text{ м}$.

Высота наполнения водохранилища:

$$E_0 = C_H + H_{\text{ст}}, \quad (4.42)$$

где C_H – высота плотины со стороны нижнего бьефа

$$C_H = C_B; \quad (4.43)$$

$$E_0 = 32,8 + 10 = 42,8 \text{ м}$$

Определяем критическую глубину h_k :

$$h_k = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{g \cdot B^2}}, \quad (4.44)$$

$$h_k = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 5813,6^2}{9,81 \cdot (110 + 10 \cdot 3)^2}} = 5,8 \text{ м.}$$

Относительная удельная энергия в верхнем бьефе:

$$\xi_0 = \frac{E_0}{h_k} = \frac{42,8}{5,8} = 7,3. \quad (4.45)$$

По графику Чертоусова М.Д. в зависимости от ξ_0 , с учетом коэффициента скорости φ_c определим относительную глубину в сжатом сечении ξ_c и относительную вторую сопряженную глубину ξ_c'' .

$$\xi_c = 0,299; \quad \xi_c'' = 2,45.$$

Определим глубины:

Глубина в сжатом сечении

$$h_c = \xi_c \cdot h_k; \quad (4.46)$$

Глубина, сопряженная с глубиной в сжатом сечении

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_k; \quad (4.47)$$

$$h_c = 5,8 \cdot 0,299 = 1,73 \text{ м};$$

$$h_c'' = 5,8 \cdot 2,45 = 14,21 \text{ м.}$$

Сопоставляя глубину в нижнем бьефе со второй сопряженной глубиной, устанавливаем что $h_c'' > h_{нб}$ ($14,21 > 6,4$). Таким образом, в НБ отогнанный прыжок. Необходимо устройство гасителей в НБ.

2.2.1. Расчет водобойного колодца

Глубина водобойного колодца определяется методом последовательного приближения. Разница между расчетными значениями глубин колодца d не должна превышать 5-10%.

Первоначально глубина колодца определится по формуле

$$d = \sigma h_c'' - (h_{нб} + z') . \quad (4.48)$$

где z' -перепад свободной поверхности, обусловленный стеснением потока снизу уступом глубиной d .

Из формулы водослива с широким порогом определяем z'

$$z' = \frac{q^2}{2g} \left(\frac{1}{\varphi^2 \cdot h_{нб}^2} - \frac{\alpha}{\sigma^2 h_c''^2} \right) \quad (4.49)$$

где φ - коэффициент скорости для водослива с широким порогом, зависящий от кромки уступа, при ориентировочных расчетах можно принять $\varphi = 0,92$, что соответствует порогу с закругленным входным ребром.

$$q = \frac{Q_p}{B + (n-1) \cdot \delta_6} \quad (4.50)$$

$$q = \frac{5813,6}{110 + (11-1) \cdot 3} = 41,52 \text{ м}^2/\text{с.}$$

$$z' = \frac{41,52^2}{2 \cdot 9,81} \left(\frac{1}{0,92^2 \cdot 6,4^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 14,21^2} \right) = 2,14 \text{ м}$$

$$d = 1,1 \cdot 14,21 - (6,4 + 2,14) = 7,0 \text{ м}$$

Во втором приближении определяем изменившуюся полную удельную энергию из-за устройства колодца глубиной 7 м.

Полная удельная энергия перед водосливом равна:

$$E'_0 = C_n + H_0 + d \quad (4.51)$$

$$H_0 = H_{\text{ст}} = 10 \text{ м.}$$

$$E'_0 = 32.8 + 10 + 7 = 49,8 \text{ м}$$

Затем вычисляется новое значение отношения:.

$$\xi_0 = \frac{E'_0}{h_{\text{кр}}}; \quad (4.52)$$

$$\xi_0 = \frac{49,8}{5,8} = 8,6$$

В зависимости от ξ_0 и коэффициента скорости $\varphi = 0,92$ определим относительные глубины $\xi_c = 0,272$ и $\xi_c'' = 2,515$.

Вычисляем новые сопряженные глубины

$$h_c = 5,8 \cdot 0,272 = 1,57$$

$$h_c'' = 5,8 \cdot 2,515 = 14,5 \text{ м}$$

Перепад свободной поверхности равен

$$z' = \frac{41,52^2}{2 \cdot 9,81} \left(\frac{1}{0,92^2 \cdot 6,4^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 14,5^2} \right) = 2,20 \text{ м}$$

Тогда d будет:

$$d = 1,1 \cdot 14,5 - (6,4 + 2,20) = 7,35 \text{ м}$$

3-ие приближение

$$E'_0 = 32.8 + 10 + 7,35 = 50,15 \text{ м}$$

$$\xi_0 = \frac{50,15}{5,8} = 8,6$$

$$\xi_c = 0,268,$$

$$\xi_c'' = 2,58,$$

$$h_c = 5,8 \cdot 0,268 = 1,55 \text{ м}$$

$$h_c'' = 5,8 \cdot 2,58 = 14,96 \text{ м}$$

$$z' = \frac{41,52^2}{2 \cdot 9,81} \left(\frac{1}{0,92^2 \cdot 6,4^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 14,96^2} \right) = 2,54$$

$$d = 1,1 \cdot 14,96 - (6,4 + 2,54) = 7,52 \text{ м}$$

Разница в глубинах колодца, во втором и в третьем приближении составила 2% поэтому принимаем $d=7,52$ м.

Отметка пола водобоя:

$$\nabla_{\text{ПВ}} = \nabla_{\text{дна}} - d, \quad (4.53)$$

$$\nabla_{\text{ПВ}} = 217,2 - 7,52 = 209,7 \text{ м}$$

Длина водобоя с гасителем:

$$l_k = (0,75 - 1,0) l_{\text{пр}}, \quad (4.54)$$

где $l_{\text{пр}}$ — длина гидравлического прыжка

$$l_{\text{пр}} = 2,5(1,9 h_c'' - h_c'), \quad (4.55)$$

$$l_{\text{пр}} = 2,5(1,9 \cdot 14,96 - 1,55) = 67,2 \text{ м}$$

$$l_k = 0,799 \cdot 67,2 = 53,6 \text{ м}$$

4.4 Конструирование плотины

4.4.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Профиль плотины должен быть экономичным с одной стороны, а с другой должен удовлетворять двум условиям:

- отсутствие растягивающих напряжений в бетоне;
- устойчивость тела плотины против сдвига по основанию.

Исходя из условия отсутствия растягивающих напряжений на верховой грани и устойчивости плотины против сдвига, ширина подошвы для скального основания:

$$B_{\text{под}} = 0,75 \cdot h = 0,75 \cdot 59 = 44,25 \text{ м}, \quad (4.56)$$

$$\text{где } h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 260 - 201 = 59 \text{ м}, \quad (4.57)$$

где $\nabla_{\text{под}}$ - отметка подошвы плотины, определяемая по формуле:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - d - t - 2 = 217,2 - 7,52 - 6 - 2,68 = 201 \text{ м} \quad (4.58)$$

где 2,68 м - некоторый запас.

4.4.2 Разрезка плотины на секции

Конструктивные швы делят плотину по длине на секции, в условиях проекта водосливная плотина имеет 20 однопролетных секций. Ширина секции

$$b' = b + \delta_6 = 10 + 3 = 13 \text{ м}. \quad (4.59)$$

Разрезка плотин сквозными швами осуществлена по центру быков с целью исключения возможности неравномерных осадок смежных быков, а, следовательно, и заклинивания затворов. Конструктивные швы должны обладать водонепроницаемостью, достаточной шириной, позволяющей отдельным секциям перемещаться независимо, возможностью наблюдения за работой швов и ремонта уплотнения. По конструкции швы применяют, как правило, плоские, они отличаются простотой выполнения, возможностью беспрепятственного отвода воды, профильтровавшейся в шов, статической определенностью работы.

На рисунке 4.3 представлена схема однопролетной секции

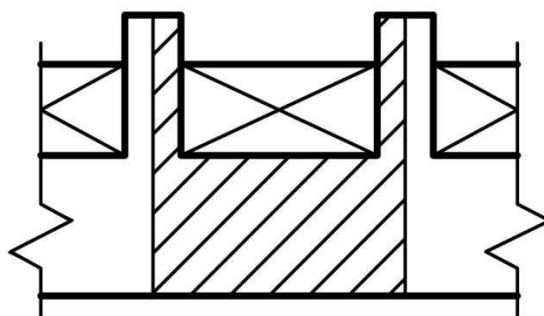


Рисунок 4.3 – Схема однопролетной секции

4.4.3 Разрезка плотины на столбы

Разрезы поперек потока (вдоль оси сооружения) образуют в сочетании с секционными разрезами столбы. Столбчатая разрезка с объемными швами

обеспечивает независимое возведение отдельных столбов и позволяет омоноличивать объемные швы при положительных и отрицательных температурах бетона в основных столбах. Размеры блоков бетонирования в плане 28 м. Разрезка на блоки служит не только целям разбивки технологии возведения на дискретные (прерывистые) этапы, но и позволяет более эффективно осуществлять меры по предотвращению температурного трещинообразования бетона. С учетом ширины подошвы равной 140 м, получается 5 столбов по 28м.

4.4.4 Быки

Быки-разрезные.

Быки служат опорами для затворов, перекрывающие отверстия плотины, а так же опорами мостов.

Размеры быков водосбросных плотин следует назначать в зависимости от типа и конструкции затворов, размеры водосбросных отверстий, эксплуатационных и аварийных выходов из продольных галерей, а также размеров и конструкций мостовых пролетных строений.

При ширине пролета $v=10$ м быки приняты с шириной 3 метра.

Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму.

Тип затвора-плоский. Предусматривается рабочий и аварийно-ремонтный затвор.

4.4.5 Галереи в теле плотины

В теле бетонных плотин предусматриваются продольные и поперечные галереи на отметках 201,205,220, 235. Цементационная галерея предназначена для ремонта цементационной завесы и располагается на отметке 205 м. Ширина галереи 2,5 м, высота 2,7 м.

Нижняя дренажная галерея шириной 2,5 м, шириной 2,7 м, предназначена для организованного сбора и отвода воды в нижний бьеф.

Смотровые галереи располагаются на отметках 220 м и 235 м, используемые для коммуникаций, визуального осмотра, вывод КИА.

4.4.6 Дренаж тела плотины.

Вдоль напорной грани плотины предусматривается устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющие выход в продольные галереи, приуроченные к ярусам бетонирования и имеющие выходы в смотровые шахты.

Диаметр вертикальных дренажных скважин принимается 20 см; расстояние между дренами 3 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа $a_{др}$:

$$a_{\text{др}} = \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{cr,m}}, \quad (4.60)$$

где H_d – напор над расчетным сечением;

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$I_{cr,m}$ – критический средний градиент напора для бетона плотины (для гравитационной плотины принимаем -25).

Расстояние от напорной грани до верховой стенки цементационной галереи:

Для отметки 220

$$a_{\text{др}} = \frac{40 \cdot 1,25}{25} = 2 \text{ м}$$

Для отметки 235

$$a_{\text{др}} = \frac{26 \cdot 1,25}{25} = 1,3 \text{ м}$$

4.5 Назначение размеров основных элементов плотины

Бетонные плотины на скальном основании включают такие элементы как, быки, устои, противофльтрационные завесы, дренаж в теле плотины и в основании.

4.5.1 Элементы подземного контура плотины

4.5.1.1 Цементационная завеса

Применяются в тех случаях, когда невозможна забивка шпунта вследствие большого количества валунов, прослоек скалы в грунте или когда основание сложено скальными грунтами.

Толщина цементационной завесы δ_3 должна быть:

$$\delta_3 > \frac{\Delta H_3 \cdot \gamma_n}{I_{cr,m}}, \quad (4.61)$$

где ΔH_3 – потери напора на завесе

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения [4]

$I_{cr,m}$ – критический градиент напора на завесе следует принимать в зависимости от вида грунтов основания [2]: скальный грунт – диорит.

$$\Delta H_3 = 0,6H = 0,6 \cdot 39,8 = 23,88 \text{ м}, \quad (4.62)$$

$$\delta_3 > \frac{23,88 \cdot 1,25}{15} = 2 \text{ м.}$$

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы назначают в пределах

$$l_3 = (0.1 - 0.25) B_n \quad (4.63)$$

где B_n – ширина подошвы плотины

$$l_3 = 0,1 \cdot 44,25 = 4,4 \text{ м.}$$

Глубину цементационной завесы принимают равной

$$h_3 = (0,5-0,8)H_{\max}, \quad (4.64)$$

$$\text{где } H_{\max} = \text{НПУ} - \text{НБ}_{\min}, \quad (4.65)$$

$$H_{\max} = 260 - 220,2 = 39,8 \text{ м,}$$

$$h_3 = 0,6 \cdot 39,8 = 23,88 \text{ м.}$$

Цементационная галерея трехрядная. Расстояние между рядами цементационных скважин, а также между скважинами в ряду составляет 3 м.

4.5.1.2 Дренажные устройства в основании

Для отвода фильтрующей воды и снижения фильтрационного давления на сооружение в основании сооружения устраивают дренажи.

В скальных грунтах дренаж выполняют в виде вертикальных скважин диаметром 300 мм с шагом 3 м. Глубину скважин принимают

$$h_{\text{др}} = (0,5-0,7)h_3. \quad (4.66)$$

Расстояние между дренажными и цементационными скважинами должно быть больше радиуса цементации и не менее 4 м.

$$h_{\text{др}} = 0,6 \cdot 23,88 = 14,3 \text{ м.}$$

Через дренажные скважины фильтрующуюся воду выводят в цементационную или дренажную галерею, а отвод воды в НБ осуществляется насосами.

4.6 Фильтрационные расчеты подземного контура

4.6.1 Расчет фильтрации под плотиной на скальном основании

Расчет фильтрации производится в соответствии с СНиП 2.06.06.85. Рассчитаем параметры фильтрационного потока, приведенные на рисунке 4.4:

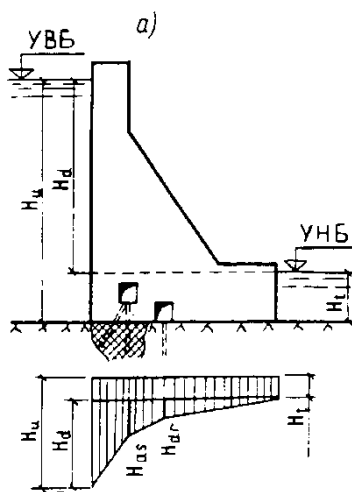


Рисунок 4.4 – Эпюра пьезометрического напора по подошве плотины

а) Расчет для основного случая:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \text{УНБ}_{\min} = 260 - 220,2 = 39,8 \text{ м}, \quad (4.67)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 39,8 = 15,9 \text{ м} \quad (4.68)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 39,8 = 7,9 \text{ м}. \quad (4.69)$$

б) Расчет для проверочного случая:

$$H_d = \nabla \text{ФПУ} - \text{УНБ}_{\max} = 261 - 223,8 = 37,2 \quad (4.70)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 37,2 = 14,88 \text{ м} \quad (4.71)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 37,2 = 7,44 \text{ м}. \quad (4.72)$$

4.7 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

4.7.1 Определение основных нагрузок, действующих на плотину

Расчеты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняются для основного (нормальный эксплуатационный при НПУ в верхнем бьефе и минимальном уровне нижнего бьефа (при $Q_{\text{сан}}$)) и особого

(при ФПУ в верхнем бьефе и максимальном уровне нижнего бьефа (при Qпов)) сочетания нагрузок и воздействий.

Все площади и плечи высчитаны с помощью программы AutoCAD.

4.7.1.1 Определение веса водосливной плотины и быка

Вес плотины на один погонный метр определим как:

$$G_{\Pi} = \frac{S_{\Pi} \cdot b \cdot \gamma_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} \cdot \gamma f = \frac{1721,4 \cdot 10 \cdot 24}{10 + 3} \cdot 0,95 = 30190,7 \text{ кН}, \quad (4.73)$$

где $\gamma_{\text{б}}$ – удельный вес бетона плотины, $\gamma_{\text{б}} = 24 \text{ кН/м}^3$, $\gamma f = 0,95$ – коэффициент надежности по нагрузке;

S_{Π} – площадь поперечного сечения плотины;

b – ширина водосливного отверстия, $b = 10 \text{ м}$;

$\delta_{\text{б}} = 3$ – ширина быка;

$S_{\Pi} = 1721,4 \text{ м}^2$;

$Y_{\Pi} = 6,51 \text{ м}$.

Вес быка на один погонный метр определим как:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot \gamma_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} \cdot \gamma f = \frac{1001,12 \cdot 3 \cdot 24}{10 + 3} \cdot 0,95 = 5267,4 \text{ кН}, \quad (4.74)$$

где $S_{\text{б}}$ – площадь поперечного сечения быка;

$S_{\text{б}} = 1001,12 \text{ м}^2$;

$Y_{\text{б}} = 21,2 \text{ м}$.

4.7.1.2 Вес подъемного механизма

Определим площадь затвора:

$$f = (\nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (261 - 250 + 0,5) \cdot 10 = 115 \text{ м}^2. \quad (4.75)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 = 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 115 \cdot \sqrt{115} \cdot 9,81 = 665,4 \text{ кН}. \quad (4.76)$$

Вес плоского затвора на один погонный метр:

$$Q'_3 = \frac{Q_3}{b} \cdot \gamma f = \frac{665,4}{10 + 3} \cdot 0,9 = 46,06 \text{ кН/м} \quad (4.77)$$

4.7.1.3 Сила гидростатического давления воды

Силу гидростатического давления раскладывают на две составляющие: горизонтальную и вертикальную.

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды определяется площадью поперечного сечения тела давления.

Основное сочетание нагрузок.

Горизонтальная составляющая со стороны верхнего бьефа:

$$W_B^r = \rho_B \cdot g \cdot h_1^2 \cdot 0,5 \cdot \gamma_f = 1,0 \cdot 9,81 \cdot 59^2 \cdot 0,5 \cdot 1,0 = 17074,3 \text{ кН}, \quad (4.78)$$

где $h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 260 - 201 = 59 \text{ м}.$ (4.79)

Горизонтальная составляющая со стороны нижнего бьефа

$$W_H^r = \rho_B \cdot g \cdot h_2^2 \cdot 0,5 \cdot \gamma_f = 1,0 \cdot 9,81 \cdot 19,8^2 \cdot 0,5 \cdot 1,0 = 1808,2 \text{ кН} \quad (4.80)$$

где $h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\min}} - \nabla_{\text{под}} = 220,2 - 201 = 19,2 \text{ м}.$ (4.81)

2) Особое сочетание нагрузок.

Горизонтальная составляющая со стороны верхнего бьефа:

$$W_B^r = \rho_B \cdot g \cdot h_1'^2 \cdot 0,5 \cdot \gamma_f = 1,0 \cdot 9,81 \cdot 60^2 \cdot 0,5 \cdot 1,0 = 17658 \text{ кН} \quad (4.82)$$

где $h_1' = \nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 261 - 201 = 60 \text{ м}.$ (4.83)

Горизонтальная составляющая со стороны нижнего бьефа:

$$W_H^r = \rho_B \cdot g \cdot h_2'^2 \cdot 0,5 \cdot \gamma_f = 1,0 \cdot 9,81 \cdot 22,8^2 \cdot 0,5 \cdot 1,0 = 2549,8 \text{ кН}, \quad (4.84)$$

где $h_2' = \nabla_{\text{УНБ}_{\max}} - \nabla_{\text{под}} = 223,8 - 201 = 22,8 \text{ м}.$ (4.85)

4.7.1.4 Равнодействующая взвешивающего давления

Основное сочетание нагрузок и воздействий.

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{ВЗВ}}^{\text{ОСН}} = S_{\text{ВЗВ}}^{\text{ОСН}} \cdot \rho_B \cdot g \cdot \gamma_f = 823,05 \cdot 1,0 \cdot 9,81 \cdot 1,0 = 8074,12 \text{ кН}, \quad (4.86)$$

где $S_{\text{ВЗВ}}^{\text{ОСН}}$ – площадь эпюры взвешивающего давления, $S_{\text{ВЗВ}}^{\text{ОСН}} = 823,05 \text{ м}^2.$

Особое сочетание нагрузок и воздействий.

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{ВЗВ}}^{\text{осб}} = S_{\text{ВЗВ}}^{\text{осб}} \cdot \rho_{\text{в}} \cdot g \cdot \gamma_{\text{ф}} = 1008,9 \cdot 1,0 \cdot 9,81 \cdot 1,0 = 9897,3 \text{ кН} \quad (4.87)$$

где $S_{\text{ВЗВ}}^{\text{осб}}$ – площадь эпюры взвешивающего давления, $S_{\text{ВЗВ}}^{\text{осб}} = 1008,9 \text{ м}^2$.

4.7.1.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань.

$$p_{\text{н}} = c_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_1}{2} \right), \quad (4.88)$$

$$p_{\text{н}} = p_{\text{н}} = 12 \cdot 3 \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{30}{2} \right) = 12 \text{ кН/м}^2, \quad (4.89)$$

где $\gamma_{\text{н}} = 12 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

$$h_{\text{н}} = 3 \text{ м},$$

где $h_{\text{н}}$ – толщина слоя наносов, принимаемая от уровня дна,

$\varphi_1 = 20^\circ$ – угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_{\text{н}} = ((p_{\text{н}} h_{\text{н}})/2) \cdot \gamma_{\text{ф}} = (12 \cdot 3)/2 \cdot 1,2 = 21,6 \text{ кН/м}. \quad (4.90)$$

Активное давление грунта:

В точке на границе слоя наносов и верхнего слоя грунта

$$p'_{\text{гр}} = \gamma_{\text{н}}^{\text{ВЗВ}} \cdot h_{\text{н}} \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right), \quad (4.91)$$

$$p'_{\text{гр}} = 12 \cdot 3 \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{45}{2} \right) = 6,18$$

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной $h_{\text{гр}}$,

$$p''_{\text{гр}} = (\gamma_{\text{н}}^{\text{ВЗВ}} \cdot h_{\text{н}} + \gamma_{\text{гр}}^{\text{ВЗВ}} \cdot h_{\text{гр}}) \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right), \quad (4.92)$$

$$p''_{\text{гр}} = (12 \cdot 3 + 13,5 \cdot 16,2) \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{45}{2} \right) = 43,68 \text{ кН},$$

$$E_{\text{ав}} = S_{\text{эп}} = 484,64 \text{ кН}.$$

Пассивное давление грунта:

Пассивное давление грунта основания на плотину со стороны нижнего бьефа определяется:

-Под водобойной плитой:

$$p'_{\text{пн}} = \gamma_{\text{бет}}^{\text{взв}} \cdot t_{\text{в}} \cdot \text{tg}^2(45^\circ + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2}) \quad (4.93)$$

$$p'_{\text{пн}} = 14 \cdot 6,0 \cdot \text{tg}^2(45^\circ + \frac{45}{2}) = 465.18 \text{ кН}$$

-на уровне подошвы плотины

$$p''_{\text{пн}} = (\gamma_{\text{бет}}^{\text{взв}} \cdot t_{\text{в}} + \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{гр}}) \cdot \text{tg}^2(45^\circ + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2}) \quad (4.94)$$

$$p''_{\text{пн}} = (14 \cdot 6 + 13,5 \cdot 2) \cdot \text{tg}^2(45^\circ + \frac{45}{2}) = 622.64 \text{ кН}$$

Численное значение равнодействующей пассивного давления грунта на 1 п.м дины плотины соответствует площади эпюры пассивного давления грунта:

$$E_{\text{пн}} = \frac{p'_{\text{пн}} + p''_{\text{пн}}}{2} \cdot h_{\text{гр}} \cdot \gamma f, \quad (4.95)$$

$$E_{\text{пн}} = \frac{465.18 + 622.64}{2} \cdot 2 \cdot 1.2 = 1305.38 \text{ кН}$$

4.7.1.5 Определение нагрузки от волнового давления

Равнодействующая волнового давления при основном и особом сочетании нагрузок и воздействий может быть определена по формуле А.П. Можевитинова.

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \gamma_0 \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (4.96)$$

где γ_0 – удельный вес воды;
 $\bar{\lambda} = 40,47$ – средняя длина волны;
 $h_{1\%} = 2,73$ – высота волны 1%-ой обеспеченности.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}}. \quad (4.97)$$

Плечо силы волны относительно уровня покоя верхнего бьефа:

$$y = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%}. \quad (4.98)$$

Основное сочетание нагрузок и воздействий.

$$h_0 = \frac{3,14 \cdot 2,73^2}{40,47} = 0,578 \text{ м},$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 10 \cdot 2,73 \cdot \left(\frac{40,47}{3,14} + \frac{0,578}{2} \right) = 179,87 \text{ кН},$$

$$y = \frac{40,47}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 2,73 = 5,42 \text{ м}$$

Особое сочетание нагрузок и воздействий.

$$h_0 = \frac{3,14 \cdot 2,26^2}{28,9} = 0,55 \text{ м},$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 10 \cdot 2,26 \cdot \left(\frac{28,9}{3,14} + \frac{0,55}{2} \right) = 104,235 \text{ кН},$$

$$y = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{28,9}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 2,26 = 3,76 \text{ м}$$

4.7.2 Расчёт прочности плотины

Расчёт прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчёт плотины будем вести без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчёта определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

В расчёте плотины принимаем сжимающие напряжения со знаком «-», растягивающие – со знаком «+» .

Составляем таблицу 4.2, в которую вносим все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке . Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad.

Таблица 4.2 – Нагрузки, действующие на плотину

Сила	yf	Направление силы	Основной случай			Проверочный случай		
			Сила	Плечо	Момент	Сила	Плечо	Момент
W1	1	→	17074,3	19,7	336363,8	17658	20	353160
W2	1	←	1700,6	6,21	-10560,6	2549,8	8,42	-21469,4
Wвзв	1	↑	8082,9	0	0	9897,3	0	0
Wфил	1	↑	5055,2	9,07	45850,6	5645,7	8,64	48778,5
Wволн	1	→	43,3	53,58	2276,1	29,5	56,24	1658,5
Gпл	0,95	↓	29663,5	6,51	-193109,3	29663,5	6,51	-193109,3
Gбык	0,95	↓	5167,4	21,2	-109496,2	5167,4	21,2	-109496,2
Еакт	1,2	→	484,64	5,7	2762,4	484,64	5,7	2762,4
Еп	1,2	←	1305,4	1	-1566,5	1305,4	1	-1566,5
Ен	1,2	→	25,9	17,2	445,8	25,9	17,2	445,8

Окончание таблицы 4.2

Сила	yf	Направление силы	Основной случай			Поверочный случай		
			Сила	Плечо	Момент	Сила	Плечо	Момент
Qз	0,95	↓	46,1	21,39	-985,4	46,1	21,39	-985,4
ΣN		↑	22685			20785		
ΣF		↔	-16259,9			-15476,8		
ΣM			88152			103857		

Расчет крайевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 п. м. длины) выполнен следующим образом:

– для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} + \frac{6\Sigma M}{B^2}, \quad (4.99)$$

$$\sigma_y^u = -\frac{22685}{44,25} + \frac{6 \cdot 88152}{44,25^2} = -242,5 \text{ кПа},$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u m_u^2 - \gamma_w H_d^u (1 - m_u^2), \quad (4.100)$$

$$\sigma_x^u = -242,5 \cdot 0 - 10 \cdot 59(1 - 0) = -590 \text{ кПа},$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w H_d^u + \sigma_y^u) m_u^2, \quad (4.101)$$

$$\tau_{xy}^u = (10 \cdot 59 - 242,5) \cdot 0 = 0 \text{ кПа},$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u (1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2, \quad (4.102)$$

$$\sigma_1^u = -242,5(1 + 0) + 10 \cdot 59 \cdot 0 = -242,5 \text{ кПа}$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u, \quad (4.103)$$

$$\sigma_3^u = -10 \cdot 59 = -590 \text{ кН}.$$

– для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} - \frac{6\Sigma M}{B^2}, \quad (4.104)$$

$$\sigma_y^t = -\frac{22685}{44,25} - \frac{6 \cdot 88152}{44,25^2} = -782,77 \text{ кПа},$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t (1 - m_t^2), \quad (4.105)$$

$$\sigma_x^t = -782,77 \cdot 0 - 10 \cdot 19,2(1 - 0) = -192 \text{ кПа},$$

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) m_t^2, \quad (4.106)$$

$$\tau_{xy}^t = (10 \cdot 19,2 - 782,77) \cdot 0 = 0 \text{ кПа},$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t(1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2, \quad (4.107)$$

$$\sigma_3^t = -782,77(1 + 0) + 10 \cdot 19,2 \cdot 0 = -782,77 \text{ кПа},$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t, \quad (4.108)$$

$$\sigma_1^t = -10 \cdot 19,2 = -192 \text{ кПа}$$

где $\sigma_y^u, \sigma_x^u, \sigma_y^t, \sigma_x^t$ – нормальные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам соответственно у верховой и низовой граней, кН/м^2 ,
 τ_{xy}^u, τ_{xy}^t – касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам соответственно у верховой и низовой граней, кН/м^2 ,
 $\sigma_1^u, \sigma_3^u, \sigma_1^t, \sigma_3^t$ – максимальные растягивающие и максимальные сжимающие главные напряжения соответственно у верховой и низовой граней плотины, кН/м^2 ,

N – нормальная сила, равная сумме проекций на нормаль к расчетному сечению всех сил, действующих на плотину выше расчетного сечения;

$\sum M$ – сумма моментов всех сил, приложенных к плотине выше расчетного сечения относительно центра тяжести этого сечения;

m_u, m_t – заложение граней на уровне расчетного сечения.

H_d^u, H_d^t, h – напор над расчетным сечением со стороны ВБ и НБ и напор над контактным сечением у верховой грани со стороны ВБ;

δ – угол между плоскостью подошвы и горизонталью;

α – угол между плоскостью верховой грани и вертикалью.

Расчет напряжений сведен в таблицу 4.3

Таблица 4.3 – Расчет напряжений

Основное сочетание нагрузок, кН/м ²			Особое сочетание нагрузок, кН/м ²		
Напряжения, кПа	Верховая грань	Напряжения, кПа	Верховая грань	Напряжения, кПа	Верховая грань
σ_y	-242,5	σ_y	-242,5	σ_y	-242,5
σ_x	-590	σ_x	-590	σ_x	-590
τ_{xy}	0,00	τ_{xy}	0,00	τ_{xy}	0,00
σ_1	-242,5	σ_1	-242,5	σ_1	-242,5
σ_3	-590	σ_3	-590	σ_3	-590

В приведенных формулах изгибающий момент по часовой стрелке принят со знаком «+», против часовой стрелки – со знаком «-»; нормальные растягивающие силы и напряжения приняты со знаком «+», сжимающие – со знаком «-».

4.7.3 Критерии прочности плотины

После расчета напряжений в контактном сечении необходимо проверить сооружение на соблюдение ряда условий для основного и поверочного случаев.

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot \sigma_3 \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (4.109)$$

где $R_b = 1150 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$ расчетное сопротивление бетона сжатию;

$\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надежности по назначению;

$\gamma_{lc} = 1,0$ – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчетного;

$\gamma_{cd} = 1,0$ – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая;

Тогда

$$1,25 \cdot 1 \cdot |-590| \leq 1 \cdot 1150$$

$$731,5 \leq 1150$$

На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0, \quad (4.110)$$

$$-242,5 < 0;$$

Расчет критериев прочности проводится для основного и особого сочетания нагрузок, и сведен для обоих случаев в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Критерии прочности

№ критерия	Основное сочетание нагрузок	Особое сочетание нагрузок
1	$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot \sigma_3 \leq \gamma_{cd} \cdot R_b$	
	$1,25 \cdot 1 \cdot -590 \leq 1 \cdot 1150$	$1,25 \cdot 1 \cdot -600 \leq 1 \cdot 1150$
2	$\sigma_y^u < 0;$	
	$-242,5 < 0;$	$-787,94 < 0;$
3	$ \sigma_y^u \geq 0,25 \gamma_w H_d^u$	
	$ -242,5 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 59$	$ -787,94 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 60$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

4.7.4 Обоснование устойчивости плотины

Расчет устойчивости сооружения на скальном основании следует проводить по схеме плоского сдвига для поверхностей сдвига, проходящих по:

- 1). Трещинам в массиве основания $\gamma_c = 1,0$.
- 2). Контакту скала-бетон и в массиве основания частично по трещинам, частично по монолиту $\gamma_c = 0,95$.

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n \quad (4.111)$$

где γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения, принимаем 1,25 [4];

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок ($\gamma_{lc} = 1,0$ – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок;

$\gamma_{lc} = 0,95$ – для расчетов по первому предельному состоянию и особому сочетанию нагрузок);

γ_c – коэффициент условий работы (при НПУ $\gamma_c = 0,95$; при ФПУ $\gamma_c = 1,0$);
 R – расчетное значение обобщенной несущей способности (силы, сопротивляющиеся сдвигу):

$$R = (G_{пл} + G_{бык} + q_3 - W_{фил} - W_{взв}) \cdot \operatorname{tg} \varphi + E_{пн} \cdot \gamma'_c + c \cdot \omega \quad (4.112)$$

где γ'_c – коэффициент условий работы для пассивного давления грунта принимается 0,7;

ω – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п.м. $\omega = B_n \cdot 1$;

F – сдвигающая сила:

$$F = W_1 - W_2 + W_{\text{волн}} + E_{\text{нан}} + E_{\text{ав}} \quad (4.113)$$

Основное сочетание нагрузок:

$$R = (30190,7 + 5267,4 + 46,06 - 515,3 - 8074,12) \cdot 0,7 + 100 \cdot 44,25 = 23265,3 \text{ кН/м.}$$

$$F = 17074,3 - 1808,2 + 179,87 + 21,6 + 484,64 - 1305,38 = 14646,83 \text{ кН.}$$

$$\frac{23265,3 \cdot 0,9}{14646,83 \cdot 1} \geq 1,25$$

$$1,43 \geq 1,25$$

– условие выполняется.

Особое сочетание нагрузок:

$$R = 25031,36 \cdot 0,7 + 100 \cdot 44,25 = 21946,95 \text{ кН/м}$$

$$F = 17658 - 2549,8 + 104,235 + 21,6 + 484,64 - 1305,38 = 14413,4 \text{ кН.}$$

$$\frac{21946,95 \cdot 0,9}{14413,4 \cdot 0,9} \geq 1,25$$

$$1,52 > 1,25 \text{ – условие выполняется.}$$

Так как, оба условия выполняются, значит, что плотина соответствует всем требованиям устойчивости против сдвига.

5 Организация и технология строительства

5.1 Этапы возведения сооружений и схемы пропуска строительных расходов на различных этапах

5.1.1 Разбивка сооружения на этапы возведения

Выделяют 3 периода:

Первый период — подготовительный. Главная задача подготовительного периода — подготовка строительства к ведению работ по основным сооружениям.

Второй период — основной. Главная задача этого периода — возведение основных сооружений в объеме, необходимом для пуска объекта на полную мощность.

Практически в этот период должны быть закончены все сооружения объекта, необходимые для его эксплуатации. По продолжительности этот период охватывает время от начала работ в котловане основных сооружений до пуска объекта во временную эксплуатацию.

Третий период — заключительный. Главная задача этого периода — подготовка и сдача объекта в постоянную промышленную эксплуатацию. В этот период заканчиваются все работы по объекту, не включенные во второй период к моменту пуска объекта во временную эксплуатацию.

Выделяют следующие этапы возведения сооружения и пропуска строительных расходов:

На первом этапе строятся перемычки первой очереди, и создается котлован первой очереди. В этом котловане возводится нижняя часть водосливной плотины, необходимая в дальнейшем для переключения пропуска воды с естественного русла на водосливные пролеты плотины. Отметка водосливной плотины на данном этапе составляет 227 м.

На втором этапе осуществляется перекрытие русла реки и постепенное переключение расходов на донные отверстия.

После перекрытия русла строятся перемычки второй очереди и создается котлован второй очереди. После этого производится осушение котлована II очереди.

На третьем этапе сначала строятся прискальные части плотины и станционного узла, а затем осуществляется наращивание всех напорных сооружений по всему напорному фронту. Отметка сооружений к окончанию данного этапа 230,7 м.

На четвертом этапе осуществляются наращивание фронта бетонных сооружений, возведение здания ГЭС и монтаж агрегатов. Отметка сооружений к окончанию данного этапа 258,4 м.

На пятом этапе осуществляется достройка сооружений до проектных отметок и поочередный пуск всех агрегатов на полную мощность. Пропуск необходимых расходов через створ гидроузла в этот период осуществляется уже

через работающие агрегаты ГЭС. Постепенно пропуск расходов переключается на постоянные водосбросные отверстия по мере их готовности и наполнения водохранилища. Объемы работ этого этапа соответствуют разности объемов работ, выполненных к пуску первых агрегатов, и объемов работ в целом. Отметка сооружений к окончанию данного этапа 260,0 м.

5.1.2 Расчет пропуска строительного расхода через донные отверстия

Количество донных отверстий и их размеры назначают в зависимости от числа секций в плотине, ширины пролетов и величины пропускаемого расхода. Сначала определяют отметку порога донных отверстий ($\nabla\P$) из условия получения на банкете при перекрытии русла допустимого перепада $Z_{\text{макс}}$. Донные отверстия при этом не должны быть заполнены.

$$\text{УВБ} = \text{УНБ} + Z_{\text{макс}}, \quad (5.1)$$

$$H_{\Pi} = \left(\frac{Q}{mb\sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (5.2)$$

$$\nabla\P = \text{УВБ} - H_{\Pi}, \quad (5.3)$$

где H_{Π} – глубина воды в ВБ над порогом донного отверстия.

УВБ находят при расчетном строительном расходе. По формулам строят кривую пропускной способности донных отверстий при разных уровнях ВБ, по этой кривой и находят отметку ВБ:

При затопленном входном отверстии:

$$Q = \mu \omega_{\text{во}} \sqrt{2gZ}, \quad (5.4)$$

где Z – перепад между бьефами, $\omega_{\text{во}}$ – площадь выходного отверстия, μ – коэффициент расхода, определяемый по формуле:

$$\mu = 1 / (1 + \xi_{\text{вх}} + 2gL/C^2R)^{1/2}, \quad (5.5)$$

где $\xi_{\text{вх}}$ – потери на входе, принимаемые равными 0,2-0,5 (0,2 при скругленных кромках);

L – длина водосброса;

$R = \omega/\chi$ – гидравлический радиус;

ω – живое сечение потока;

χ – смоченный периметр;

C – коэффициент Шези, определяемый по формуле $C = R^{1/3}/n$;

n – коэффициент шероховатости, принимаемый для бетона равным 0,012 – 0,014.

$$\omega_{\text{во}} = b \cdot h = 6 \cdot 5 = 30 \text{ м}^2, \quad (5.6)$$

где b – ширина водосливных отверстий равная 6 м;
 h – высота водосливных отверстий равная 5 м.
 Количество донных отверстий равно 11.
 Сумма площади входных отверстий:

$$\sum \omega_{\text{во}} = \omega_{\text{во}} \cdot n = 30 \cdot 11 = 330 \text{ м}^2, \quad (5.7)$$

$$R = \omega / \chi = 330 / 22 = 27,3, \quad (5.8)$$

где $\chi = 2b + 2h = 2 \cdot 6 + 2 \cdot 5 = 22 \text{ м}, \quad (5.9)$

$$C = R^y / n = 27,3^2 \cdot 1 / 0,014 = 1950, \quad (5.10)$$

$$\mu = 1 / (1 + 0,4 + 2 \cdot 9,81 \cdot 110 / 1950^2 \cdot 27,3)^{1/2} = 0,9.$$

$$\nabla \text{ГВП} = \text{УВБ} + a = 218,2 + 9,4 = 227,6 \text{ м}, \quad (5.11)$$

$$H_{\text{п}} = \left(\frac{7573}{0,83 \cdot 30 \cdot 22 \cdot \sqrt{2} \cdot 9,81} \right)^{2/3} = 9,4 \text{ м}.$$

Здесь $Q = 7573 \text{ м}^3/\text{с}$ – Расход одного отверстия при данном напоре

$$\nabla \text{П} = 218,2 + 9,4 = 227,6 \text{ м}.$$

5.1.3 Выбор способа перекрытия

Сущность процесса перекрытия заключается в переключении расходов воды в реке на заранее подготовленный на I этапе водоотводящий тракт, путем постепенного или мгновенного завала русла различного рода материалами.

Перекрытие русла осуществляется двумя наиболее распространёнными способами: фронтальной отсыпкой каменного банкета в текущую воду (фронтальный способ); пионерной отсыпкой каменного банкета в текущую воду (пионерный способ).

Максимальные скорости при фронтальном перекрытии значительно ниже, чем при пионерном. Поэтому он имеет преимущество для применения при перекрытии рек, у которых в русле залегают легкоразмываемые грунты. Но его применение усложняется необходимостью устройства моста через проран для отсыпки банкета.

Исходя из технико-экономического сравнения вариантов, при выборе способа перекрытия реки, предпочтение отдано пионерному способу перекрытия русла реки, т.к. упрощаются организация и производство работ, не требуется устройства моста и природные геологические и гидрологические условия позволяют применить данный метод.

При пионерном перекрытии различают две стадии: водослива и быстротока. Максимальные скорость и максимальные удельные мощности наблюдаются при смыкании откосов банкета по дну.

Для назначения отметок гребня продольной и верховой поперечной перемычек определяют повышение уровней воды перед верховой перемычкой. Повышение уровня определяется по формуле:

$$z = \frac{1}{\varphi^2} \cdot \frac{V_c^2}{2g} - \frac{V_0^2}{2g}, \quad (5.12)$$

где φ - коэффициент скорости, принимаем для трапецеидальной перемычки равный 0,8.

V_0, V_c - бытовая скорость реки и скорость в суженном русле.

$$V_0 = \frac{Q_{\text{стр}}}{\omega_0} = \frac{7573}{4684} = 1,6 \text{ м/с}, \quad (5.13)$$

$$V_{\text{сж}} = \frac{Q_{\text{стр}}}{\omega_{\text{сж}}} = \frac{7573}{2342} = 3,2 \text{ м/с}. \quad (5.14)$$

$Q_{\text{стр}}$ принимаем исходя из ежегодной вероятности обеспеченности в зависимости от класса и срока эксплуатации временного гидротехнического сооружения – перемычки.

Повышение уровня определим по формуле:

$$z = \frac{1}{\varphi^2} \cdot \frac{V_c^2}{2g} - \frac{V_0^2}{2g} = \frac{1}{0,85^2} \cdot \frac{3,2^2}{2 \cdot 9,81} - \frac{1,6^2}{2 \cdot 9,81} = 0,59. \quad (5.15)$$

Высота верховой перемычки первой очереди:

$$H_{\text{вп}} = h_{\text{нб}} + z + a = 6,4 + 0,59 + 1 = 7,99. \quad (5.16)$$

где a – запас гребня перемычки над статическим уровнем в реке равный 1 м.

α – запас перемычки по высоте, принимаем равным 1м,

Высота низовой перемычки первой очереди:

$$H_{\text{нп}} = h_{\text{нб}} + a = 6,4 + 1 = 7,4 \text{ (м)} \quad (5.17)$$

5.2 Организация и технология работ по возведению перемычек

Перемычками называются временные напорные сооружения, предназначенные для ограждения котлованов от затопления их водой в период возведения гидротехнических сооружений или их ремонта.

Ряжевые перемычки выполняют из ряжей. Ряж—это старинная гидротехническая конструкция из деревянных бревен или брусьев в виде клеток, заполненных грунтом. Преимуществом ряжевых перемычек является то, что они мало стесняют русло, хорошо противостоят воздействию больших скоростей воды и льда, допускают перелив через гребень.

Применяется два типа ряжевых перемычек: широкие и узкие. Широкие ряжи имеют ширину по основанию не менее $1,1$ их высоты и обладают самостоятельной устойчивостью. Узкие ряжи имеют меньшую ширину по основанию (но не менее $0,66$ их высоты) и для обеспечения устойчивости на сдвиг имеют присыпки сыпучим грунтом с одной или с двух сторон.

Для обеспечения водонепроницаемости перемычек на напорной стороне ряжа устраивается обшивка из деревянного или металлического шпунта или устраиваются завесы различного типа. На рисунке 5.2 изображена ряжевая перемычка с широки ряжем.

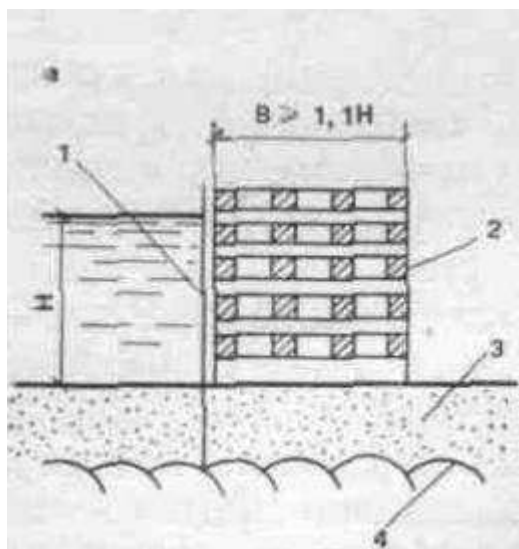


Рисунок 5.2— Ряжевая перемычка с широким ряжем:

1—шпунт; 2—ряж; 3—фильтрующие грунты основания, допускающие забивку шпунта; 4—водоупор

Ряжевая перемычка будет выполнена из отесанных на два канта брусьев хвойных пород высотой до 15 см и шириной постели 10 см. Для жесткости составляющие венцы соединяют вертикальными сжимами из бревен. Венцы в пересечениях прошиты нагелями диаметром $16—20$ мм и длиной не менее $2,5$ высоты бруса венца.

Высота ряжа должна быть на 5% больше необходимой высоты перемычки. Необходимая высота верховой перемычки составляет $17,5$ м, а высота низовой 17 .

Следовательно, высота рва $H_{p_в}$ с верховой стороны должна составлять:

$$H_{p_в} = H_{вп} + 5\% \cdot H_{вп}, \quad (5.18)$$

$$H_{p_в} = 7,99 + 0,05 \cdot 7,99 = 8,4 \text{ м}$$

Высота рва $H_{p_н}$ с низовой стороны должна составлять:

$$H_{p_н} = H_{нп} + 5\% \cdot H_{нп}, \quad (5.19)$$

$$H_{p_н} = 7,4 + 0,05 \cdot 7,4 = 7,77 \text{ м};$$

Ширина широких ряжевых перемычек $B > 1,1H$, следовательно ширина рва у верховой поперечной перемычки составляет:

$$B = 1,1 \cdot 7,5 = 8,3 \text{ м}.$$

Ширина рва у низовой поперечной перемычки составляет:

$$B = 1,1 \cdot 7,4 = 8,1 \text{ м}.$$

Поперечные перемычки выполняются в виде грунтовой насыпи.

Высота верховой перемычки составляет 7,99 м, а низовой 7,4 м.

Ширина грунтовых перемычек по верху составляет $b_в=8$ м, заложение откоса с верховой стороны $m_1 = 1:2,5$ и с низовой $m_2=1:2$.

Следовательно, ширина верховой перемычки понизу:

$$b_н = (h \cdot m_1) + (h \cdot m_2) + b_в, \quad (5.20)$$

$$b_н = (7,99 \cdot 2,5) + (7,99 \cdot 2) + 8,1 = 44,05 \text{ м}.$$

Ширина низовой перемычки понизу:

$$b_н = (h \cdot m_1) + (h \cdot m_2) + b_в, \quad (5.21)$$

$$b_н = (7,4 \cdot 2,5) + (7,4 \cdot 2) + 8,1 = 41,4 \text{ м}.$$

Высота верховой перемычки второй очереди составляет 8 м. Найдем ширину перемычки по низу:

$$b_н = (h \cdot m_1) + (h \cdot m_2) + b_в, \quad (5.22)$$

$$b_н = (8 \cdot 2,5) + (8 \cdot 2) + 8,1 = 44,1 \text{ м}.$$

5.2.1 Размеры котлована I очереди

На рисунке 5.3 изображена схема котлована I очереди

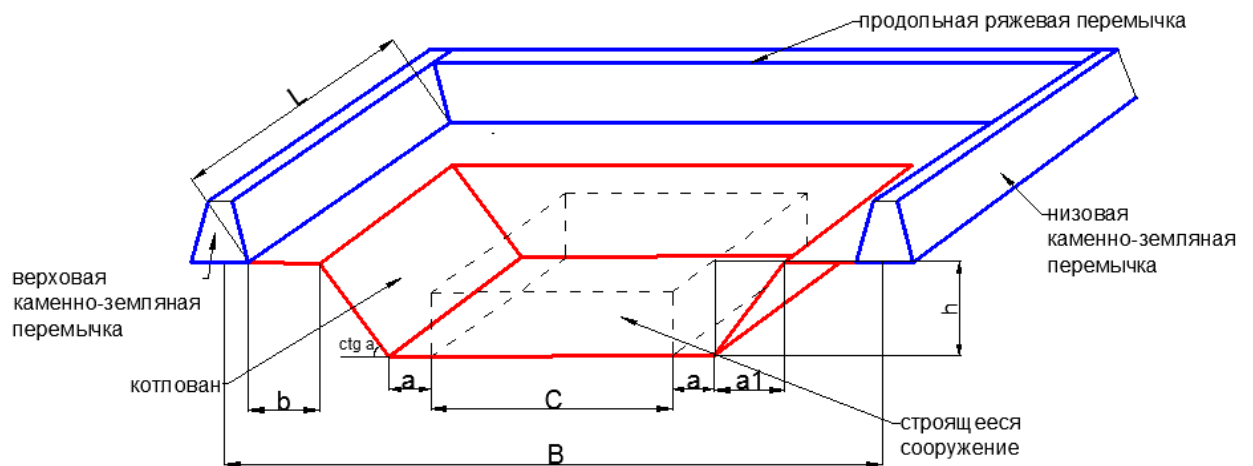


Рисунок 5.3 – Схема котлована первой очереди:

b – пространство, предназначенное для размещения механизмов, водосборных устройств и съездов в котлован. Размеры их должны быть не меньше 20-30 м до поперечных перемычек и 5-10 м - до продольной, a – в скальных основаниях, определяется по производственным условиям (проезд, размещение средств водоотлива); C – размер строящегося сооружения

Ширина котлована:

$$B = 2 \cdot b + 2 \cdot a_1 + 2 \cdot a + C, \quad (5.23)$$

где C – ширина по основанию;

$$B = 2 \cdot 20 + 2 \cdot 2 + 2 \cdot 3 + 50 = 100 \text{ м.}$$

Длина котлована:

$$L = 2 \cdot b + 2 \cdot a_1 + 2 \cdot a + L_B + L_Y, \quad (5.24)$$

где L_B – длина водосливной части плотины; L_Y – ширина разделительного устоя (принимается ширине секции плотины);

$$L = 2 \cdot 10 + 2 \cdot 2 + 2 \cdot 3 + 110 + 13 = 153 \text{ м.}$$

5.2.2 Размеры котлована II очереди

Ширина котлована:

$$B = 2 \cdot b + 2 \cdot a_1 + 2 \cdot a + C, \quad (5.25)$$

Первоначальная откачка воды в котловане:

$$V_{\text{п.о.}} = (2 \div 3)V_{\text{кот.}}, \quad (5.28)$$

$$V_{\text{п.о.}} = 2 \cdot 36691,2 = 73382,8 \text{ м}^3.$$

В среднем скорость откачки составляет 0,6 м/сут.

Время откачки воды в котловане:

$$T_0 = \frac{H_{\text{отк}}}{L_{\text{отк}}}, \quad (5.29)$$

где $H_{\text{отк}}$ —глубина воды в котловане;

$L_{\text{отк}}$ —скорость откачки;

$$T_0 = \frac{6,4}{0,6} = 10,6 \approx 11 \text{ сут.}$$

Потребное количество насосов необходимых для осушения котлована:

Общая производительность насосов:

$$\Sigma Q = \frac{2 \cdot 36691,2}{11} = \frac{6671,1 \text{ м}^3}{\text{сут.}}$$

Количество насосов N:

$$N = \frac{6671,1}{40 \cdot 24} = 6,94 \approx 7 \text{ шт.}$$

Общее количество насосов для откачки воды из котлована равно 7 шт., с учетом обязательного наличия резервного насоса.

5.3.2 Определение объема воды в котловане II очереди

Объем воды в котловане V:

$$V = 63700 \text{ м}^3.$$

Первоначальная откачка воды в котловане:

$$V_{\text{п.о.}} = (2 \div 3)V_{\text{кот.}}, \quad (5.30)$$

$$V_{\text{п.о.}} = 2 \cdot 63700 = 127400 \text{ м}^3.$$

Время откачки воды в котловане:

$$T_0 = \frac{H_{\text{отк}}}{L_{\text{отк}}}, \quad (5.31)$$

где $H_{\text{отк}}$ — глубина воды в котловане;

$$T_0 = \frac{6}{0,6} = 10 \text{ сут};$$

Потребное количество насосов необходимых для осушения котлована:
Общая производительность насосов:

$$\Sigma Q = \frac{2 \cdot 63700}{10} = \frac{12740 \text{ м}^3}{\text{сут}}.$$

Количество насосов N:

$$N = \frac{12740}{40 \cdot 24} = 13,27 \approx 14 \text{ шт.}$$

Общее количество насосов для откачки воды из котлована равно 14 шт., с учетом обязательного наличия резервного насоса.

5.4 Определение объемов основных работ

Строительство гидротехнических сооружений отличается по сравнению со строительством других промышленных сооружений выполнением больших объемов земляных работ, которые в свою очередь определяют достаточно высокую стоимость и длительные сроки строительства. Определение объемов работ по сооружениям выполняется как на стадии проектирования, так и в процессе строительства.

Аналитический способ расчёта представляет собой математический метод, включающий в себя определение объёмов простых геометрических фигур. В том случае, когда форма объекта представляет собой сложное очертание поверхности выемки или насыпи, последние разбивают на ряд более простых геометрических тел, определяют объёмы полученных фигур и затем суммируют их.

Объемы работ представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 –Определение объемов работ

№ этапа	Вид работы	Наименование работы	Объемы выполняемых работ, (м ³)
1	Земляные	Отсыпка продольной перемычки первой очереди	12823
		Отсыпка низовой перемычки первой очереди	9003,4
		Отсыпка верховой перемычки первой очереди	20335,6
	Откачка воды	Осушения котлована первой очереди	63700
	Земляные	Разработка котлована под водосбросную плотину	101920
	Бетонные	Бетонирование нижней части водосбросной плотины	155335,2
2	Земляные	Отсыпка банкета	1878,58
	Земляные	Отсыпка низовой перемычки второй очереди	9003,4
	Откачка воды	Осушение котлована	63700
2	Земляные	Разработка котлована второй очереди	46500
	Бетонные	Возведение нижней части станционной плотины	161038,5
	Бетонные	Бетонирование подводной части здания ГЭС	315200,16
3	Земляные	Разработка котлованов под право- и левобережную части плотины	9949,5 и 5306,4
	Бетонные	Бетонирование плотины между отметками 230,4÷241,1	102375,08
	Земляные	Разборка низовой перемычки второй очереди	9003,4
4	Бетонные	Бетонирование плотины между отметками 255,8 ÷ 259,8	115119,9
5	Бетонные	Бетонирование плотины между отметками 259,8-266	76680

5.5 Определение способов производства основных видов работ

5.5.1 Основные строительные машины и их производительность

Транспортная схема бетонных работ представляет собой комплекс машин, механизмов, транспортных коммуникаций и приспособлений, обеспечивающих доставку бетонной смеси от бетонного завода до места укладки.

Выбор конкретного вида автотранспорта зависит от его технико-экономических характеристик, свойств бетонной смеси, дальности транспортировки. В принципе желательно для транспортировки бетонной смеси использовать специализированные виды транспорта - автобетоновозы и автобетоносмесители.

В качестве ведущего механизма для разработки грунта основания применяется экскаватор ЭО-5122А, вместимость ковша $q_{\text{ков}} = 1,6 \text{ м}^3$.

Для бесперебойной работы ведущей машины и перевозки грунта из котлована применяется автосамосвал АС – 6890VO со следующими характеристиками:

грузоподъемность 18,7 тонн;

вместительность кузова 15,4 м³.

Скорости транспортирования грунта по строительной дороге:

- груженный $V_{гр} = 20$ км/ч;

- порожний $V_{пор} = 30$ км/ч.

Согласно стройгенплана расстояние от места выемки грунта до места разгрузки примерно 20 км.

Определение количества ковшей грунта в емкости автосамосвала:

$$q_{ков} = \frac{Q_{сам}}{\rho \cdot n_{ков} \cdot k_H} = \frac{18,7}{2,3 \cdot 6 \cdot 0,9} = 1,5 \text{ м}^3, \quad (5.32)$$

$$n_{ков} = \frac{Q_{сам}}{\rho \cdot q_{ков} \cdot k_H} = \frac{18,7}{2,3 \cdot 1,6 \cdot 0,9} = 5,6 = 6 \text{ ковша}, \quad (5.33)$$

где k_H - коэффициент наполнения ковша, $k_H = 0,9$;

$Q_{сам}$ - грузоподъемность самосвала, $Q_{сам} = 18,7$ тонн;

ρ – плотность грунта, $\rho = 2,3$ кг/м³

Время одного цикла транспортировки грунта:

$$t_{ца} = \frac{L_T}{V_{гр}} + \frac{L_T}{V_{пор}} + (t_p + t_{маш}) = \frac{20}{20} + \frac{20}{30} + (0,32 + 0,021) = 0,47 \text{ ч.} \quad (5.34)$$

Необходимое для бесперебойной работы ведущей машины количество транспортных машин:

$$N_{a/c} = \frac{t_{ца}}{t_{ц} \cdot n_{ковш}} = \frac{0,47 \cdot 3600}{27 \cdot 6} \approx 10 \text{ машины.} \quad (5.35)$$

5.6 Строительный генеральный план

Строительным генеральным планом (стройгенпланом) называют план строительной площадки, на котором размещены объекты строительства, существующие здания и сооружения. Строительный генеральный план предназначен для лучшего обеспечения строительной площадки необходимыми производственными и бытовыми условиями, приемки, хранения и доставки на рабочее место строительных материалов и изделий, для нормальной работы строительных машин и механизмов, бесперебойного снабжения водой, теплом и энергетическими ресурсами.

Стройплощадка Бурской ГЭС расположена по обоим берегам и включает в себя следующую производственную базу, состоящую из зданий и сооружений, таких как: бетонный завод, строительная лаборатория, гравийно-сортировочное хозяйство, монтажная база, ремонтно-механический завод, автохозяйство, склады. Проезд с левого берега на правый осуществлен с помощью моста. Так же были проложены дороги и организованы проезды ко всем площадкам, где возводятся основные сооружения ГУ.

5.7 Технологическая карта по бетонным работам кранами

Крановый способ наиболее широко применяется для подачи бетонной смеси в блоки бетонирования. Общая транспортная схема выглядит следующим образом:

Автосамосвалы доставляют бетонную смесь к месту работы кранов, разгружают ее в бадьи, которые затем кранами различных видов подаются в блок. Кран располагается на бетонируемых участках.

Выбор кранов производят в два этапа. На первом этапе устанавливают техническую возможность использования крана данной размерной группы. На втором выполняют технико-экономический расчет и определяют экономическую целесообразность применения крана данного типоразмера и марки. Для проектирования данного сооружения выбран самоподъемный кран КБГС – 1000А и бадня БГ–8.

Характеристики крана и бадьи представлены в таблице 5.3и 5.4.

Таблица 5.3–Характеристики крана КБГС –1000А

Вылет крюка , м:	
наибольший	40
наименьший	6,0
при наибольшей грузоподъемности	20,0
Грузоподъемность, т:	
при наибольшем вылете	25,0
при наименьшем вылете	50,0
Высота подъема крюка, м	35,5
Колея,м	11,6
Скорость подъема груза 10 т	180
Скорость поворота стрелы, об/мин	0,54

Таблица 5.3–Характеристики бадьи

Ёмкость бадьи	8 м ³
Высота бадьи с траверсой	5406 мм
Высота бадьи в разгрузочном положении (без траверсы)	4264 мм
Масса бадьи	4778, т
Масса бадьи с бетоном	24,т

5.7.1 Определение производительности кранов

Техническая производительность определяется по формуле:

$$P^T = Q_K \cdot K_3 \cdot n_{ц}, \quad (5.36)$$

Где $q_{ц} = Q_{г}$ – фактическая масса транспортируемого груза за 1 цикл 24 т ;
 $n_{ц} = 3600/t_{ц}$ – количество циклов в час(при определении времени-цикла в секундах);

$$t_{ц} = t_3 + (t_{пд} + t_{пв} + t_T + t_0)K_c + t_p + (t_{пд}' + t_{пв}' + t_T' + t_0')K_c' + t_m = 7,4 \text{ мин} = 445 \text{ с.}$$

где t_3 – время загрузки бадьи ($t_3 = 1$ мин);

$t_{пд}$ – время подъема бадьи до уровня переноса ($t_{пд} = 0,9$ мин);

$t_{пв}$ – время поворота стрелы крана ($t_{пв} = 0,62$ мин);

t_0 – время опускания бадьи до уровня разгрузки ($t_0 = 0,9$ мин);

K_c, K_c' – коэффициент совмещения операций ($K_c = 1$);

t_m – время маневрирования крана при установке бадьи для последующей загрузке ($t_m = 0,5$ мин);

t_p – время разгрузки бадьи без смеси (t_p

$t_{пд}'$ – время подъема бадьи без смеси

$t_{пв}'$ – время поворота бадьи без смеси

t_T' – время перемещения тележки без груза

t_0' – время опускания бадьи без смеси.

$$K_3 = Q_{г} / Q_K \quad (5.37)$$

где $Q_{г}$ – фактическая масса транспортируемого груза за один цикл 24т;

Q_K – грузоподъемность крана, 25т;

$K_3 = 0,96$;

$n_{ц} = 3600/445 = 8,1$ циклов в час;

$$P^T = 25 \cdot 0,96 \cdot 8,1 = 194,4 \text{ т/час}$$

Эксплуатационная часовая производительность:

$$P^9 = P^T \cdot K_b, \quad (5.38)$$

где K_b – коэффициент использования внутрисменного рабочего времени (0,8)

$$P^9 = 194,4 \cdot 0,8 = 155,5 \text{ т / час.}$$

Эксплуатационная сменная и месячная производительность:

$$P_{см} = P^9 \cdot T_{ч}; \quad P_{мес} = P_{см} \cdot T_{см}, \quad (5.39)$$

Где $T_{\text{ч}}$, $T_{\text{см}}$ – расчётное число рабочих часов а смен и рабочих смен в месяц, определяемое по годовому режиму работы.

Число часов работы в смену – 12 часов.

64 – число рабочих смен в месяц .

$$P_{\text{см}} = 155,5 \cdot 12 = 1866 \text{ т/см}$$

$$P_{\text{мес}} = 155,5 \cdot 64 = 9952 \text{ т/мес.}$$

6 Мероприятия по охране труда, противопожарной безопасности и по охране окружающей среды

6.1 Охрана труда Бурской ГЭС

6.1.1 Общие требования по охране труда для работы сотрудников Бурской ГЭС

Правильно организованная работа по обеспечению безопасности труда повышает дисциплинированность работников, что, в свою очередь, ведет к повышению производительности труда, снижению количества несчастных случаев, поломок оборудования и иных нештатных ситуаций, то есть повышает в конечном итоге эффективность производства. Управление охраной труда в организации осуществляет ее руководитель.

Одной из основных задач по обеспечению безопасных условий труда является создание структурного подразделения по охране труда и производственного контроля.

Служба по охране труда и производственного контроля Бурской ГЭС, в своей деятельности руководствуется Конституцией Российской Федерации, федеральными законами, указами Президента Российской Федерации, постановлениями Правительства Российской Федерации, нормативными правовыми актами федеральных органов исполнительной власти Российской Федерации, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления, приказами, распоряжениями и поручениями уполномоченных должностных лиц, директора ГЭС, главного инженера ГЭС, локальными нормативными документами (актами) станции. Служба выполняет следующие ключевые задачи:

- определяет цели, задачи и политику организации целом по предприятию;
- участие в организации работ на оборудовании и сооружениях станции;
- назначение ответственных лиц за охрану труда и производственную безопасность;
- разработка мероприятий по охране труда на предприятии.

На станции в обязательном порядке разрабатывается должностная инструкция.

Все работники станции, при исполнении своих служебных обязанностей, должны руководствоваться данными документами.

Должностные документы Бурской ГЭС разрабатываются на основе действующих нормативно-правовых актов по технике безопасности и охране труда:

Распоряжение РАО ЕЭС России от 14.01.98 № 5р «Об утверждении Положения о СУОТ»;

ПРИКАЗ от 24 июля 2013 года N 328н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»;

РД 153.–34.0–03.301–00. – «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий»;

Правила устройства электроустановок последнего издания;

И другими нормативными документами в сфере пожарной и экологической безопасности.

Руководители и работники Бурской ГЭС несут в соответствии с Законодательством Российской Федерации дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло привести или привело к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному ущербу.

Надзор за соблюдением правил по охране труда, технике безопасности и производственной санитарии персоналом Бурской ГЭС осуществляют органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

При эксплуатации электроустановок Бурской ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих введенных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), Стандарта, стандартов организации (инструкций) Бурской ГЭС. Таких как: ПУЭ; РД 34.03.201-97 «Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электрических станций и сетей»; ГОСТ 12.0.004 «Организация обучения по безопасности труда. Общие положения»; ГОСТ 12.1.019 «Электробезопасность. Общие требования»; ГОСТ 12.1.038 «Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов»; ГОСТ 12.1.045 «ГОСТ 12.1.045 «Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля»; ГОСТ 12.4.154 «Устройства экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты. Общие технические требования, основные параметры и размеры»; СНиП 12-03 «Безопасность труда в строительстве» ; СНиП 111-4-80 «Техника безопасности в строительстве»; ПЭЭП (Правила эксплуатации электроустановок потребителей) и т.д.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, в том числе по электро–, пожаро–, взрывобезопасности при выполнении технических работ, пройти проверку знаний и иметь удостоверение о праве проведения этих работ. К работам по проектированию, эксплуатации, ремонту, реконструкции, наладке, испытанию оборудования, зданий и сооружений, входящих в состав энергетических установок, а также к контролю за их состоянием допускаются лица, прошедшие обучение и проверку знаний соответствующих отраслевых норм и правил, органов государственного надзора и других ведомств, правила и нормы которых распространяются на электроэнергетику.

Порядок обучения и проверки знаний персонала определяет руководитель организации.

Проверке знаний подлежат:

- руководящие работники организаций и руководители структурных подразделений, управленческий персонал и специалисты;

- рабочие, к профессиям и работам, на которых они заняты, предъявляются дополнительные (повышенные) требования безопасности; Примечание. По другим профессиям и видам работ обучение и проверка знаний у рабочих осуществляются согласно ГОСТ 12.0.004-90 "Организация обучения безопасности труда. Общие положения".

- преподаватели образовательных учреждений, ведущие подготовку персонала для обслуживания энергетических объектов;

- собственники имущества или их уполномоченные на право хозяйственного ведения, связанные с организацией, руководством и проведением работы непосредственно на рабочих местах и производственных участках.

Проверка знаний и допуск к самостоятельной работе работников органов госэнергонадзора, а также лиц, осуществляющих свою деятельность на объектах, подконтрольных Госэнергонадзору, производятся в соответствии с требованиями Госэнергонадзора.

Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках гидроэлектростанций, являются:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

При подготовке рабочего места со снятием напряжения, при котором с токоведущих частей электроустановки, на которой будут проводиться работы, снято напряжение отключением коммутационных аппаратов, отсоединением шин, кабелей, проводов и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на токоведущие части к месту работы, должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия:

- произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;

- на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;

– проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током; установлено заземление;

– вывешены указательные плакаты "Заземлено", ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

При выполнении работ по эксплуатационному обслуживанию, ремонту, наладке и испытаниям гидротурбинного оборудования, электрического оборудования, механического оборудования ГТС и ГЭС должны выполняться требования действующих общих правил безопасности для этой области деятельности, Стандарта, стандартов организации (инструкций) гидроэлектростанций.

Работы на гидротурбинном, электрическом, механическом оборудовании и на ГТС, требующие проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, проводятся по нарядам–допускам и распоряжениям. Распоряжение отдается производителю работ и допускающему. В электроустановках, не имеющих местного оперативного персонала, в тех случаях, когда допуск к работам на рабочем месте не требуется, распоряжение отдается непосредственно работнику, выполняющему работу.

В инструкции Бурской ГЭС включены требования к мерам безопасности, безопасной организации работ и охране труда при работах: по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование: по эксплуатации ГТС; по техническому обслуживанию бетонных ГТС; по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов; по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений; по расчистке водных объектов и сооружений от сора; по пропуску паводковых расходов воды через сооружения; по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа; по расчистке водохранилищ от наносов; на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период; на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы); по обслуживанию иных объектов ГЭС.

В соответствии с «Правилами работы с персоналом» работники Бурской ГЭС обязаны соблюдать следующие требования техники безопасности:

- 1) Работники, принимаемые для выполнения работ в электроустановках, должны иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы.
- 2) Профессиональная подготовка персонала, повышение его квалификации, проверка знаний и инструктажи проводятся в соответствии с требованиями государственных и нормативных правовых актов по организации охраны труда и безопасной работе персонала.
- 3) Электротехнический персонал до допуска к самостоятельной работе должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от

действия электрического тока, оказания первой помощи при несчастных случаях.

- 4) Персонал, обслуживающий электроустановки, должен пройти проверку знаний нормативно–технических документов в пределах требований, предъявляемых к соответствующей должности или профессии.

Работник, проходящий стажировку, дублирование, должен быть закреплен распоряжением за опытным работником. Допуск к самостоятельной работе должен быть также оформлен соответствующим распоряжением руководителя организации.

6.2 Инструкция по пожарной безопасности Бурской ГЭС

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утвержденных МЧС России. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние Бурской ГЭС возлагается на руководителя станции.

Настоящая инструкция составлена на основании Правил пожарной безопасности для энергетических предприятий РД 153.–34.0–03.301–00 (ВППБ 01–02–95*) и Правил пожарной безопасности в Российской Федерации ППБ 01–03.

Она устанавливает основные требования пожарной безопасности на Бурской ГЭС.

Каждый работник Бурской ГЭС обязан четко знать и соблюдать правила и инструкции пожарной безопасности, а также выполнять все противопожарные мероприятия на своем рабочем месте и в других помещениях Бурской ГЭС.

6.2.1 Содержание территории

- 1) Территория станции должна постоянно содержаться в чистоте, очищаться от сгораемых отходов.
- 2) Запрещается загромождать материалами и оборудованием проезды вокруг зданий и дороги.
- 3) Территория станции должна иметь оборудованные контрольно–пропускные пункты, а также наружное освещение в соответствии с действующими нормами.
- 4) Все проездные дороги должны содержаться в исправном состоянии. Подъезды к пожарным гидрантам, должны быть постоянно свободными, а в зимнее время очищаться от снега и наледи.
- 5) На территории должны быть установлены соответствующие дорожные знаки и поясняющие надписи, не допускающие остановки автотранспорта, других механизмов и оборудования в местах сужения проездных дорог, и в местах расстановки пожарной техники по оперативному плану пожаротушения.

- 6) Запрещается на территории станции без согласования с органами госпожнадзора сооружение временных складов и сооружений.
- 7) Запрещается размещение бытовых вагончиков внутри зданий.
- 8) На территории электростанции следует регулярно скашивать и вывозить траву.
- 9) Запрещается хранение высушенной травы на территории энергопредприятия и на прилегающей площадке (на расстоянии ближе 100 м).
- 10) Сжигание мусора и отходов на территории энергопредприятия запрещается.

6.2.2 Содержание зданий и помещений

- 1) Здания и сооружения Бурской ГЭС должны эксплуатироваться в соответствии с требованиями ПТЭ.
- 2) Во всех производственных, вспомогательных и служебных зданиях должен соблюдаться установленный противопожарный режим для обеспечения нормальных и безопасных условий труда персонала в соответствии с требованиями Правил пожарной безопасности для энергетических предприятий.
- 3) Запрещается производить перепланировку помещений без предварительной разработки проекта, а при отступлении его от строительных норм и правил – без согласования с местными надзорными органами.
- 4) Запрещается в указанных помещениях уменьшать число эвакуационных выходов и снижать огнестойкость строительных конструкций в нарушение требований действующих строительных норм и правил.
- 5) На путях эвакуации должно поддерживаться в исправном состоянии рабочее и аварийное освещение, а также должны быть установлены указатели для выхода персонала в соответствии с действующими Государственными стандартами.
- 6) В помещениях Бурской ГЭС запрещается:
 - Устанавливать и загромождать пути эвакуации и лестничные марши оборудованием, материалами и другими предметами;
 - Убирать помещения с применением легковоспламеняющихся и горючих жидкостей (бензин, керосин и т.п.);
 - Оставлять без постоянного надзора работающие электронагревательные приборы, а после окончания работы, включенные в электросеть аппараты и установки, если это не требуется по технологии производства;
 - Отогревать замерзшие водяные трубы с применением открытого огня паяльными лампами или другим способом;

Проводить работы в помещениях и на оборудовании, не предусмотренные нарядами, технологическими инструкциями или распоряжениями;

Пользоваться лифтом для эвакуации людей в случае возникновения пожара;

Запрещается курить вблизи резервуаров с нефтепродуктами, в насосных и вспомогательных помещениях.

7) Под маршами лестничных клеток первого или цокольного этажа не допускается размещать вспомогательные и хозяйственные помещения, за исключением узлов центрального отопления.

8) Курение разрешается только в специально отведенных и оборудованных местах, у которых должны быть вывешены знаки безопасности по действующему Государственному стандарту.

9) В бытовых помещениях (раздевалках, душевых, санитарно-пропускных и т.п.) шкафы для спецодежды должны быть металлическими. Допускается применение деревянных шкафов, обработанных антипиренами.

10) Запрещается хранить в шкафах промасленную спецодежду. Для стирки и ремонта спецодежды на Бурской ГЭС организована прачечная и ремонтная мастерская.

11) Для цеховых кладовых должны быть нормативно установлены максимально допустимые количества единовременно хранимых ЛВЖ, ГЖ, красок, лаков, растворителей. Таблица с нормами хранения указанных материалов должна быть вывешена на внутренней стороне двери кладовых или специальных шкафов.

12) На рабочих местах допускается хранить запас смазочных материалов в емкостях из небьющейся тары и с плотно закрывающимися крышками. Величина запаса смазочных материалов устанавливается местной инструкцией о мерах пожарной безопасности соответствующего цеха, участка, лаборатории и т.д. в соответствии с нормами.

13) После окончания смены сгораемые отходы и обтирочные материалы необходимо убирать с рабочего места. Краски, лаки и растворители следует хранить в специальных металлических шкафах (ящиках).

Использованные промасленные обтирочные материалы надо складывать в специальные металлические закрывающиеся ящики вместимостью не более 0,5 м³ с надписью "Для ветоши" и регулярно удалять для утилизации.

14) При пересечении коммуникациями и кабелями перегородок (перекрытий) все места проходов необходимо на всю толщину уплотнить негорючими материалами, а при необходимости специальными сальниковыми уплотнениями.

15) Системы вентиляции должны поддерживаться в технически исправном состоянии, отвечающем условиям их установки и проектным требованиям. Запрещается изменять сечение вентиляционных коробов и демонтировать их (без проектных решений), а также герметизировать решетки вентиляционных систем и противодымной защиты.

16) Устройства, обеспечивающие плотное закрывание дверей лестничных клеток, коридоров, тамбуров, вестибюлей и холлов (доводчики, уплотнение притворов и т.п.) постоянно должны находиться в исправном состоянии. Их ремонт должен проводиться в кратчайшие сроки.

17) Запрещается демонтировать указанные двери без согласования с проектной организацией.

18) Содержание энергетических установок, силовых трансформаторов, аккумуляторных установок, котельных установок, распределительных устройств, кабельного хозяйства, насосных, очистных сооружений, складов, причалов, специальных лабораторий и т.д. должно быть указано в инструкции по пожарной безопасности в том подразделении, в ведомстве которого вышеперечисленное оборудование и помещения находятся.

19) Трубопроводы пожаротушения должны быть окрашены в красный цвет.

20) В соответствии с действующими нормами за электроустановками, системами технологической и пожарной автоматики, а также кабельным хозяйством должен быть установлен постоянный технический надзор. Выявленные при регулярных осмотрах нарушения в электродвигателях, осветительной аппаратуре, аппаратах защиты и особенно в системах пожаротушения, следует немедленно устранять.

21) Технический надзор за системами пожарной защиты и противопожарного водоснабжения и их эксплуатация должны проводиться в соответствии с требованиями Правил пожарной безопасности для энергетических предприятий.

6.2.3 Содержание средств пожаротушения

- 1) Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком (при необходимости), асбестовыми или войлочными покрывалами и др.
- 2) Первичные средства пожаротушения должны размещаться в легкодоступных местах, но не на пути эвакуации людей из помещений.
- 3) Первичные средства пожаротушения, находящиеся в производственных помещениях, лабораториях, мастерских, складах и других сооружениях и установках передаются на сохранность и содержание начальникам цехов, мастерских, лабораторий, складов и другим должностным лицам соответствующих структурных подразделений предприятий.
- 4) Регулярный контроль за содержанием, поддержанием хорошего эстетического вида и постоянной готовностью к действию

огнетушителей и других первичных средств тушения пожара, находящихся в цехах, мастерских, лабораториях, складах и других сооружениях, должны осуществлять назначенные ответственные лица предприятия, работники объектовой пожарной охраны, члены добровольных пожарных формирований объекта (при отсутствии пожарной охраны).

- 5) Для обозначения мест расположения первичных средств пожаротушения следует устанавливать специальные знаки, отвечающие требованиям НПБ 160–97 «Цвета сигнальные. Знаки пожарной безопасности. Виды, размеры, общие технические требования» на видных местах»
- 6) Для размещения первичных средств тушения пожара в производственных и других помещениях, а также на территории предприятия, как правило, должны устанавливаться специальные пожарные щиты (посты).
- 7) Одиночное размещение огнетушителей с учетом их конструктивных особенностей допускается в небольших помещениях.
- 8) Средства пожаротушения и пожарные щиты должны быть окрашены в соответствующие цвета по действующему Государственному стандарту. Окраска должна обновляться по мере необходимости.
- 9) Порядок обслуживания и применения огнетушителей должен соответствовать техническим условиям предприятий–изготовителей, а также требованиям "Типовой инструкции по содержанию и применению первичных средств пожаротушения на объектах энергетической отрасли"
- 10) Запорная арматура (краны, рычажные клапаны, крышки горловин) углекислотных, химических, воздушно–пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована.
- 11) Использованные огнетушители, а также огнетушители с сорванными пломбами должны быть немедленно изъяты для проверки или перезарядки.
- 12) Выбор типа огнетушителей, их размещение, эксплуатация и проведение регламентных работ по техническому обслуживанию должны соответствовать требованиям НПБ 166–97 «Пожарная техника. Огнетушители. Требования к эксплуатации».
- 13) Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева сверх допустимых температур.
- 14) Запрещается использование пожарной техники для хозяйственных, производственных и прочих нужд, не связанных с тушением пожара или обучением добровольных пожарных формирований объекта, рабочих и служащих. При авариях и стихийных бедствиях, не связанных с пожарами, применять пожарную технику допускается по специально согласованному плану или разрешению органов государственного пожарного надзора.

15) Асбестовое полотно, войлок, кошма должны размещаться только в тех местах, где их необходимо применять для защиты отдельного оборудования от огня или изоляции от искр и очагов загорания при аварийной ситуации.

6.2.4 Порядок действия персонала при возникновении пожара

- 1) При возникновении пожара на объекте первый заметивший очаг пожара должен немедленно сообщить начальнику смены станции по телефонам 01, 6–21 и приступить к тушению пожара имеющимися средствами пожаротушения.
- 2) При возникновении малого очага возгорания начальник смены обязан вызвать аварийно–спасательное подразделение Бурской ГЭС и поставить в известность руководство станции, при возникновении пожара вызвать аварийно–спасательное подразделение и пожарную охрану и поставить в известность руководство (по специальному списку) и диспетчера энергосистемы.
- 3) До прибытия специализированного подразделения руководителем тушения пожара является начальник смены станции, который обязан организовать:
 - удаление с места пожара всех посторонних лиц;
 - установление места возникновения пожара, возможные пути его распространения и образования новых очагов горения (тления);
 - проверку включения системы автоматического пожаротушения, а в случае отказа ее ручное включение;
 - выполнение подготовительных работ с целью обеспечения эффективного тушения пожара;
 - тушение пожара персоналом и средствами пожаротушения энергетического предприятия;
 - встречу специализированного подразделения, лицом, хорошо знающим безопасные маршруты движения, расположение водоисточников, места заземления пожарной техники.
- 4) Тушение пожара должно производиться в соответствии с «Оперативным планом тушения пожара на Бурской ГЭС» с соблюдением требований безопасности.
- 5) Отключение оборудования в зоне пожара производится дежурным персоналом энергопредприятия по распоряжению начальника смены.
- 6) После прибытия на место пожара специализированного подразделения руководителем тушения пожара является старший начальник этого подразделения. Начальник смены при передаче ему руководства тушением пожара должен информировать о принятых мерах и организовать дальнейшие действия персонала.
- 7) Руководитель тушения пожара имеет право приступить к тушению энергооборудования под напряжением только после получения письменного допуска на тушение от начальника смены энергообъекта,

инструктажа личного состава пожарных подразделений представителями энергетического предприятия и создания условий визуального контроля за электроустановками.

6.2.5 Ответственность работников за обеспечение пожарной безопасности

Ответственность за обеспечение пожарной безопасности на Бурской ГЭС возлагается:

На рабочих, ИТР и служащих – за выполнение законодательных актов, правил, инструкций и других нормативных документов пожарной безопасности, а также за соблюдение противопожарного режима и установленного технологического регламента работ;

На начальников служб, участков, лабораторий и отделов – за выполнение законодательных актов по пожарной безопасности, противопожарное состояние в подчиненных им службах и вверенных помещениях, своевременное выполнение противопожарных мероприятий, наличие и исправное состояние средств пожаротушения, а также за обучение персонала и соблюдение подчиненным персоналом установленного технологического регламента работ;

На главных технических руководителей – за выполнение законодательных актов по пожарной безопасности, выполнение противопожарных мероприятий, организацию контроля за соблюдением установленного технологического регламента и противопожарного режима; за техническую эксплуатацию и готовность к работе систем пожарной защиты и пожаротушения, за руководство пожарно–техническими комиссиями, а также организацию подготовки персонала и проведение противопожарных тренировок;

На директора станции – за выполнение законодательных актов по пожарной безопасности, общее противопожарное состояние объекта и своевременное выполнение противопожарных мероприятий; оборудование помещений системами пожарной защиты и пожаротушения в соответствии с действующими нормативными документами; установление необходимого противопожарного режима; организацию добровольных пожарных формирований и пожарно–технической комиссии на объекте; регулярное повышение пожарно–технических знаний подчиненного персонала; поддержание и совершенствование на вверенном объекте противопожарного режима.

При нарушении пожарной безопасности на Бурской ГЭС каждый работник станции обязан немедленно сообщить лицу ответственному за пожарную безопасность (мастеру, старшему мастеру, начальнику, главному инженеру, директору).

6.3 Охрана окружающей среды

Гидротехническое строительство, решая различные проблемы участников водохозяйственного комплекса, приводит к нежелательным эффектам для окружающей среды и человека, которые нередко становятся причиной реализации различного рода неблагоприятных воздействий, способных наносить материальные, экономические, экологические и социальные ущербы. Экологическая безопасность относится к основным требованиям при эксплуатации ГЭС.

Тенденция к наиболее эффективному и безопасному использованию гидроэлектростанций требует решения ряда задач взаимодействия ГЭС с окружающей средой. Оценка влияния на окружающую среду производится комплексно на основании действующих законов, кодексов, других нормативных актов и утвержденных методик. Для Бурской ГЭС проводим анализ федеральных и региональных законодательных и нормативных документов, а также требований международного права, регламентирующих охрану окружающей среды и использование природных ресурсов на стадиях проектировании, строительстве и эксплуатации гидросооружений.

Правовой основой в области охраны окружающей среды и использования природных ресурсов при проектировании, строительстве и эксплуатации Бурской ГЭС на реке Витим являются следующие нормативы:

- Федеральный закон «Об охране окружающей среды» (10 января 2002 г. N 7–ФЗ, (в действующей редакции);
- Федеральный Закон «О животном мире» (24 апреля 1995 года N 52–ФЗ, в ред. Федеральных законов от 06.12.2007 N 333–ФЗ);
- Федеральный Закон «Об отходах производства и потребления» (24 июня 1998 года N 89–ФЗ, в ред. Федеральных законов от 24.12.2014 N 258–ФЗ);
- Федеральный Закон «Об охране атмосферного воздуха» (4 мая 1999 года N 96–ФЗ, в ред. Федерального закона от 31.12.2005 N 199–ФЗ);
- Федеральный закон «Об экологической экспертизе» (23 ноября 1995 г. № 174–ФЗ, в ред. Федеральных законов от 16.05.2008 N 75–ФЗ);
- Федеральный закон "О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов" (20 декабря 2004 г. №166–ФЗ, в ред. Федеральных законов от 06.12.2007 N 333–ФЗ);
- Федеральный закон «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» (25.06.02 №73–ФЗ в ред. Федеральных законов от 08.11.2007 N 258–ФЗ).
- Водный кодекс Российской Федерации (ФЗ–74 от 03.06.2006 г., в ред. Федеральных законов от 19.06.2007 N 102–ФЗ);
- Лесной кодекс Российской Федерации (4 декабря 2006 № 200–ФЗ, в ред. Федерального закона от 13.05.2008 N 66–ФЗ);
- Земельный кодекс Российской Федерации (25 октября 2001 года N 136–ФЗ, в ред. Федеральных законов от 13.05.2008 N 68–ФЗ);

При эксплуатации и техническом обслуживании гидроэлектростанций, а также оборудования и гидротехнических сооружений в их составе, влияние на окружающую среду оказывает гидроузел в целом, как составная часть нового природно-технологического комплекса.

Природоохранные мероприятия при эксплуатации Бурской ГЭС направлены на охрану атмосферного воздуха, водных объектов, земельных ресурсов, по обращению с отходами, объектов животного мира и осуществляются в соответствии законодательными и нормативными документами.

Водоохранные мероприятия разбиты на три группы:

1. Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов.
2. Обозначение водоохранной зоны вокруг водохранилища.
3. Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции.

6.3.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входят:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов предприятий, зданий и сооружений, подлежащих сносу;
- санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений;
- подготовка прибрежных участков водохранилища около населенных пунктов – санитарных зон.

Кроме того, в состав санитарных мероприятий, согласно санитарных норм входит очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению. В комплекс работ по санитарной очистке территории входят:

- очистка от мусора и остатков строений;
- вывоз жидких отходов из уборных и вывоз бытовых отходов;
- санитарная очистка территории животноводческих объектов;
- очистка территории после переноса промышленных предприятий;
- ликвидация скважин (артезианских, геологоразведочных и др.).

На территории населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления и берегообрушения подлежат удалению все строения, включая опоры воздушных линий электропередач и связи, мачты, изгороди и др. строения, выступающие над землей более чем на 0,5 м.

В населенных пунктах отходы от действующих индивидуальных и общественных уборных, скотных дворов и свалок выбираются и отвозятся в специально оборудованных самосвалах на полигоны отходов, где укладываются в специально подготовленные котлованы.

В местах захоронений необходимость тех или иных мероприятий по подготовке территорий кладбищ к затоплению и переносу определяется

абсолютной отметкой местности. Согласно СанПиН 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», подлежат переносу кладбища, расположенные в пределах зоны сработки водохранилища и на 2 м ниже УМО, а также в зоне переработки берега. Все работы по санитарной подготовке территорий кладбищ и перезахоронениям будут проводиться с выполнением мероприятий по обеззараживанию почв, инструментов, механизмов, с соблюдением санитарных норм и техники безопасности.

6.3.2. Очистка зоны водохранилища от древесно-кустарниковой растительности

Санитарные нормы требуют для водохранилищ с коэффициентом водообмена 6 и более очистку от древесно-кустарниковой растительности территории сработки водохранилища от НПУ до отметки на 2 м ниже максимальной сработки с оставлением пней не выше 50 см. Вместе с тем санитарные нормы допускают отказ от очистки от древесно-кустарниковой растительности, если расчетами прогноза подтверждается, что воздействие остающейся под затопление древесины на качество воды будет в пределах нормативных требований (примечание к п.3.3.2. СанПиН 3907-85).

6.3.3 Водоохранная зона

В соответствии с водным кодексом РФ (Статья «Водоохранные зоны и прибрежные защитные полосы») вокруг водохранилища должна быть установлена водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

В границах водоохранных зон запрещаются:

- 1) использование сточных вод в целях регулирования плодородия почв;
- 2) размещение кладбищ, скотомогильников, объектов размещения отходов производства и потребления, химических, взрывчатых, токсичных, отравляющих и ядовитых веществ, пунктов захоронения радиоактивных отходов;
- 3) осуществление авиационных мер по борьбе с вредными организмами;
- 4) движение и стоянка транспортных средств (кроме специальных транспортных средств), за исключением их движения по дорогам и стоянки на дорогах и в специально оборудованных местах, имеющих твердое покрытие;
- 5) размещение автозаправочных станций, складов горюче-смазочных материалов (за исключением случаев, если автозаправочные станции, склады горюче-смазочных материалов размещены на территориях портов, судостроительных и судоремонтных организаций, инфраструктуры внутренних водных путей при условии соблюдения требований законодательства в области охраны окружающей среды и настоящего Кодекса), станций технического

обслуживания, используемых для технического осмотра и ремонта транспортных средств, осуществление мойки транспортных средств;

6) размещение специализированных хранилищ пестицидов и агрохимикатов, применение пестицидов и агрохимикатов;

7) сброс сточных, в том числе дренажных, вод;

8) разведка и добыча общераспространенных полезных ископаемых (за исключением случаев, если разведка и добыча общераспространенных полезных ископаемых осуществляются пользователями недр, осуществляющими разведку и добычу иных видов полезных ископаемых, в границах предоставленных им в соответствии с законодательством Российской Федерации о недрах горных отводов и (или) геологических отводов на основании утвержденного технического проекта в соответствии со статьей 19.1 Закона Российской Федерации от 21 февраля 1992 года N 2395-1 "О недрах").

6.3.4 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции

6.3.4.1 Обращение с отходами

Образование отходов и обращение с ними является одной из наиболее значимых задач на этапе строительства Бурской ГЭС, и в дальнейшей ее эксплуатации.

Источниками образования отходов при строительстве являются материалы и демонтирующие конструкции (включая лесосводку, санацию территории населенных пунктов).

Основным, наиболее массовым, видом отходов при строительстве Бурской ГЭС является строительный мусор, который будет образовываться на стройплощадке.

На этапе эксплуатации, для обеспечения нормальной работы оборудования Бурской ГЭС требуется применение турбинного масла, трансформаторного, гидравлического, промышленного и компрессорного масел, что может приводить к попаданию нефтепродуктов в поверхностные воды. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

Для надлежащего эксплуатационного и санитарно-технического состояния территории Бурской ГЭС выполняем:

- системы отвода поверхностных и подземных вод со всей территории, от зданий и сооружений (дренажи, канавы, водоотводящие каналы и др.);
- сети водопровода, канализации, дренажа и их сооружения;
- очистные сооружения и устройства.

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные установки и баки аварийного слива масла (при авариях).

К категории сточных вод, не требующих очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования, и сточные воды от

пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в НБ без очистки.

Сбор и временное накопление отходов осуществляем в стационарных складах, в специально отведенных и оборудованных площадках на территории Бурской ГЭС. В таблице 6.1 представлены условия сбора и накопления отходов.

Таблица 6.1 – Условия сбора и накопления отходов

Наименование отхода или группы отходов	Условия накопления
Отработанные приборы содержащие ртуть: лампы содержащие ртуть	На территории закрытого склада в специальных контейнерах; в случае загрязнения помещения ртутью своевременно проводить работы по демеркуризации
Шлам от очистки трубопроводов и емкостей от нефтепродуктов; отработанные масла; нефтешлам очистки сточных вод	Герметичные емкости в обваловке, исключается контакт с огнем
Твердые отходы, загрязненные нефтепродуктами: опилки древесные и песок, загрязненными минеральными маслами; отработанная фильтрующая загрузка очистных сооружений, загрязненная нефтепродуктами; обтирочный материал, загрязненный маслами; отработанные автомобильные маслофильтры.	В металлических контейнерах с крышкой, исключается контакт с огнем
Твердые неорганические отходы лом черных металлов (габаритный); лом цветных металлов.	На площадках с твердым покрытием, навалом; хранение в металлических контейнерах
Аккумуляторные батареи отработанные сернокислотные	В помещениях гаража с вытяжной вентиляцией
Отходы автотранспорта	На площадке с твердым покрытием, исключается контакт с огнем
Строительный мусор	На площадке с твердым покрытием, мелкокусковой в контейнерах, габаритный навалом
Отходы от бытовых помещений	В металлических контейнерах
Твердые органические отходы: отходы животного и растительного происхождения (пищевые); бумага, картон, древесина, и т.п.	В металлических контейнерах
Медицинские отходы, загрязненные физиологическими жидкостями: одноразовый инструмент; перевязочный материал.	В специальной маркированной закрытой таре, отдельной холодильной камере

На территории Бурской ГЭС, с целью нанесения наименьшего вреда окружающей среде в качестве мероприятий осуществляем комплексный мониторинг влияния ГЭС.

Разработан комплекс рыбоохранных мероприятий, которые направлены на поддержание генофонда ценных видов рыб и обеспечение безопасности водных биологических ресурсов в водохранилище Бурской ГЭС. Для обеспечения миграции рыбы ее будут отлавливать в нижнем бьефе ГЭС, и выпускать на специально оборудованных участках в водохранилище и его притоках в районе верхнего бьефа.

7 Технико-экономические показатели

Для определения экономической целесообразности строительства ГЭС определим основные технико-экономические показатели:

- срок окупаемости;
- себестоимость электроэнергии;
- удельные показатели для установленной мощности и среднесрочной выработки;
- величина чистого дисконтируемого дохода (ЧДД);
- внутренняя норма доходности (ВНД).

7.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Строительство ГЭС осуществляется в соответствии с календарным планом в котором показаны основные укрупненные этапы строительства. Сумма инвестиционных затрат на строительство Бурской ГЭС составляет 39392,5 руб./кВт

Выручка от реализации электроэнергии формируется исходя из тарифа на электроэнергию и объема реализованной электроэнергии. При этом учитывается количество на собственные нужды.

Согласно действующему законодательству РФ (ГК РФ, ст. 539), реализация электроэнергии абоненту должна осуществляться в рамках договора энергоснабжения, заключенного между абонентом и энергоснабжающей организацией. Организация при этом обязуется подавать абоненту энергию посредством присоединенной сети, а абонент – оплачивать энергию, соблюдать установленный договором режим потребления и обеспечивать безопасную эксплуатацию находящихся в его ведении электрических сетей и оборудования. Оценка объемов продаж представлена в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Оценка объемов продаж в первые годы выпуска электроэнергии

Год	2021	2022	2023	2024
Установленная мощность, МВт	1063,64	1404	1404	1404
Число часов использования установленной мощности	8640	8640	8640	8640
Выработка электроэнергии, МВт·ч	1010880	1213056	1213056	1213056
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	2	2	2	2
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	202176	242611,2	242611,2	242611,2
Объем реализации электроэнергии, МВт·ч	9906624	1188795	1188795	1188795
Тариф на электроэнергию, руб./ МВт·ч	1042	1077	1110	1143
Выручка от реализации электроэнергии, млрд.руб.	86,0	106,6	109,9	113,2
НДС к выручке, млн.руб.	13,12	16,27	16,77	17,27

7.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании [1,ПриказПАО «РусГидро» от 08.02.16 г. №92] с учетом реализованной электроэнергии. Расходы рассчитывались для каждого из рассматриваемых вариантов.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления рассчитаны исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Расходы по страхованию имущества приняты в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) –0,021%;

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, млн.руб.
Расходы на оплату труда	107,7	151,2
Прочие расходы	165,3	232,08
Итого		383,29

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из тарифов без НДС, по данным единых сценарных условий РусГидро 2017 года. Расходы на услуги регулирующих организаций приведены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 - Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, млн. руб.
ОАО «СО-ЕЭС»	107,81тыс.руб/Мвт	190,07
НП АТС (администратор торговой системы)	0.001107тыс.руб/Мвт*ч	13,3
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.00031тыс.руб/Мвт*ч	3,857
Итого	-	207,2

Налог на воду в расчете на 1 тыс.кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Витимсоставляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу приведены в таблице 7.4.

Таблица 7.4 - Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления, млн. руб.	688,2	692,7	692,7	692,7	692,7
Расходы на страхование, млн. руб.	112,1	170,1	167,3	160,6	153,9
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	319,4	383,3	383,3	383,3	383,3
Расходы на ремонт производственных фондов, тыс. руб.	28,0	42,5	56,4	54,2	51,9
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	172,6	207,2	207,2	207,2	207,2
Налог на воду, млн. руб.	44,1	57,7	58,2	58,2	58,2
Итого, млн. руб.	1051,6	1549,2	1565,2	1556,3	1547,4

Структура текущих затрат представлена на рисунке 7.1.

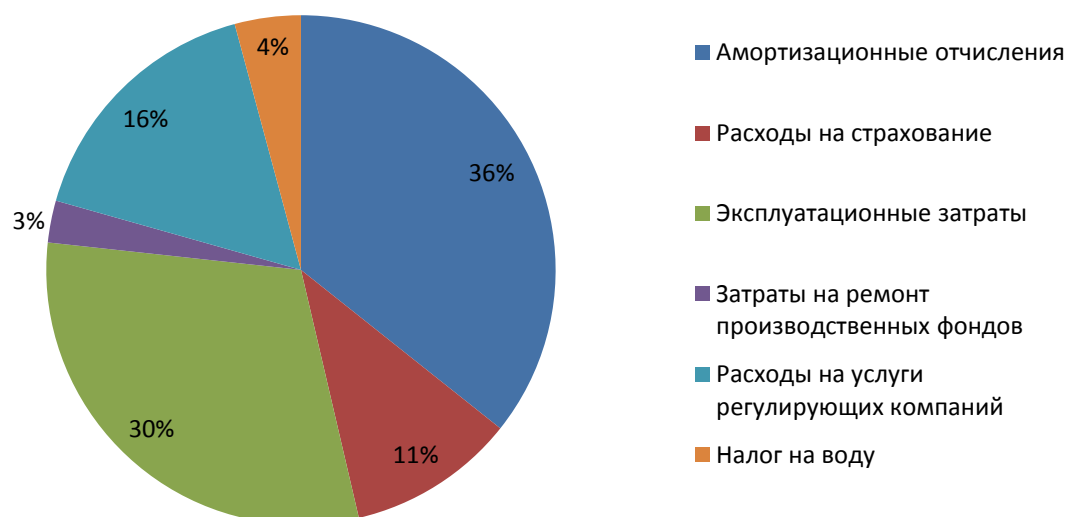


Рисунок 7.1 – Структура текущих затрат, %

7.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьей оттоков денежных средств после завершения строительства Бурской ГЭС. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет. Существует возможность введения льготного периода, что существенно повлияет на показатели эффективности ГЭС.

Учтены следующие налоги:

- НДС-18% от добавленной стоимости;
 - налог на имущество - 2,2 % от остаточной стоимости проекта;
 - налог на прибыль - 20 % от налогооблагаемой прибыли;
- налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 - Налоговые расходы

Налоги	2022	2023	2024	2025	2026
Налог на прибыль, млрд.руб.	1995,4	2091,8	2168,9	2239,9	2308,5
НДС, млрд.руб.	1912,5	2112,6	2179,1	2240,2	2299,2
Налог на имущество, млн.руб..	34,2	34,2	34,2	34,2	34,2
Итого, млрд.руб	443,1	388,9	372,4	357,1	341,9

7.4 Прибыль

Прибыль – это положительная разница между доходами и затратами на производство или приобретение, хранение, транспортировку, сбыт этих товаров и услуг.

Является важнейшим показателем финансовых результатов хозяйственной деятельности. Основной формой отражения производственной деятельности Бурской ГЭС по производству электроэнергии является прибыль. Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 7.6.

Таблица 7.6 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Выручка (нетто), млн.руб.	9205,3	1141,8	1176,5	1213,7	1247,4
Текущие расходы, млн.руб.	1051,6	1549,2	1565,2	1556,3	1547,4
EBITDA (Валовая прибыль), млн.руб.	8153,6	9869,5	1020,0	1058,0	1092,6
EBIT(прибыль от налогообложения), млн.руб.	8153,6	9869,5	1020,0	1058,0	1092,6
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	1630,7	1973,9	2040,1	2116,1	2185,3
NOPAT (чистая прибыль), млн.руб.	6522,9	7895,6	8160,5	8464,7	8741,2
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

График распределения прибыли по годам в течение всего срока проекта изображен на рисунке 7.2.

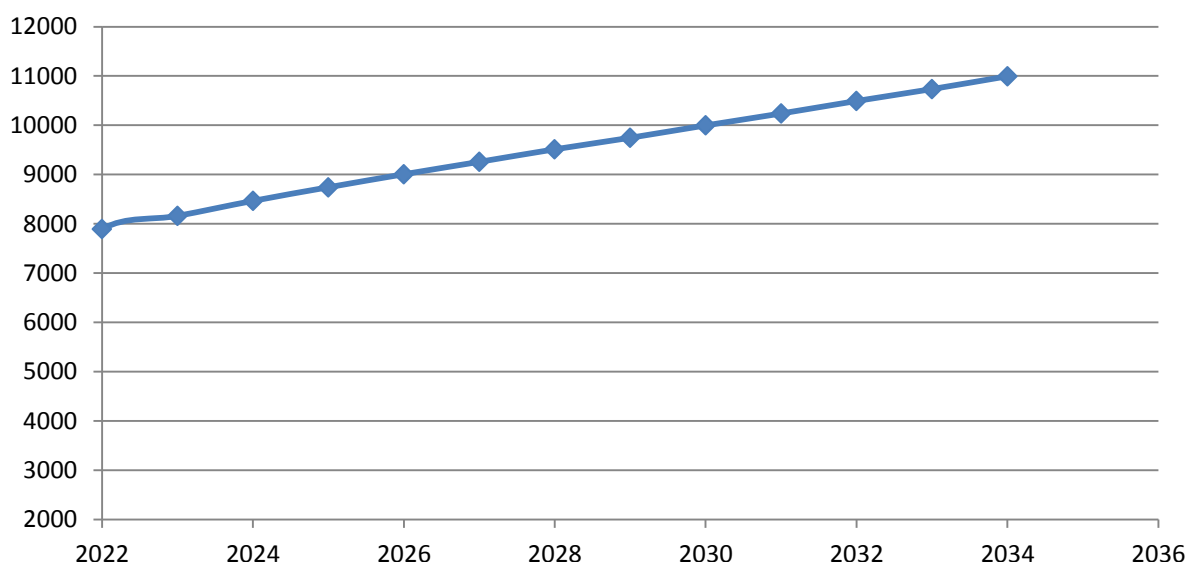


Рисунок 7.2 – Распределение прибыли по годам, млрд. руб

7.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Сценарные условия ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9).

7.6 Методология, исходные данные

Данный раздел выполнен в соответствии с :

«Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2016 – 2041 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9);

«Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

«Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

Расчеты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта фирмы «ProjectExpert». Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- период прогнозирования для Бурской ГЭС составляет 20 лет. Срок окупаемости – 76 месяца.

- используемая при оценке эффективности финансовая модель отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке.

Предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов. Прогнозные тарифы определены из условий обеспечения общественной и коммерческой эффективности проекта и приняты в соответствии с [1].

В расчетах под доходами понимается выручка от реализации электроэнергии станции.

В расчетах общественной эффективности под расходами понимались все затраты, необходимые для реализации инвестиционного проекта строительства Бурской ГЭС, в коммерческой эффективности - затраты участников, реализующих инвестиционный проект строительства Бурской ГЭС.

Рост тарифа на электроэнергию для Сибири принят в соответствии с [1]. Для определения влияния результатов осуществления проекта на бюджет рассчитан чистый дисконтированный доход бюджета.

7.7 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального бюджетов. Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств.

К притокам бюджетных средств относятся притоки от налогов, установленных действующим законодательством. Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 7.7.

Таблица 7.7 - Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Годы	2020	2021	2022	2023	2024
Налоговые поступления, млрд. руб.	10,1	2970,6	4443,4	4686,0	4813,2
В Федеральный бюджет, млрд. руб.	3,52	2868,4	4000,0	4296,9	4440,6
В региональный бюджет, млн. руб.	6,64	102,0	443,1	388,9	372,4

7.8 Коммерческая эффективность

Цель расчета - определение прогнозного отпускного тарифа на электроэнергию ГЭС, обеспечивающего необходимую норму доходности на затраты Заказчика, реализующего инвестиционный проект строительства Бурской ГЭС с позиции коммерческой эффективности.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии Бурской ГЭС. Под расходами понимаются собственные средства ПАО «РусГидро», реализующего инвестиционный проект строительства Бурской ГЭС.

Показатели целесообразности реализации проекта представлены в таблице 7.8.

Таблица 7.8- Эффективность инвестиций

Показатель	Величина
Ставка дисконтирования, %	11,6
Период окупаемости, мес	80
Себестоимость электроэнергии, руб/кВт·ч	0,048
Чистый приведенный доход, млрд. руб.	41489
Индекс прибыльности	2,02
Удельные капиталовложения, руб/кВт	915314,1

7.9 Анализ рисков инвестиционного проекта

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности – метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- стоимость строительства по проекту;
- цены электроэнергии;
- ставки дисконтирования.

Оценка влияния объема инвестиций, цены электроэнергии, ставки дисконтирования на величину PI приведена на рисунках 7.3, 7.4 и 7.5.

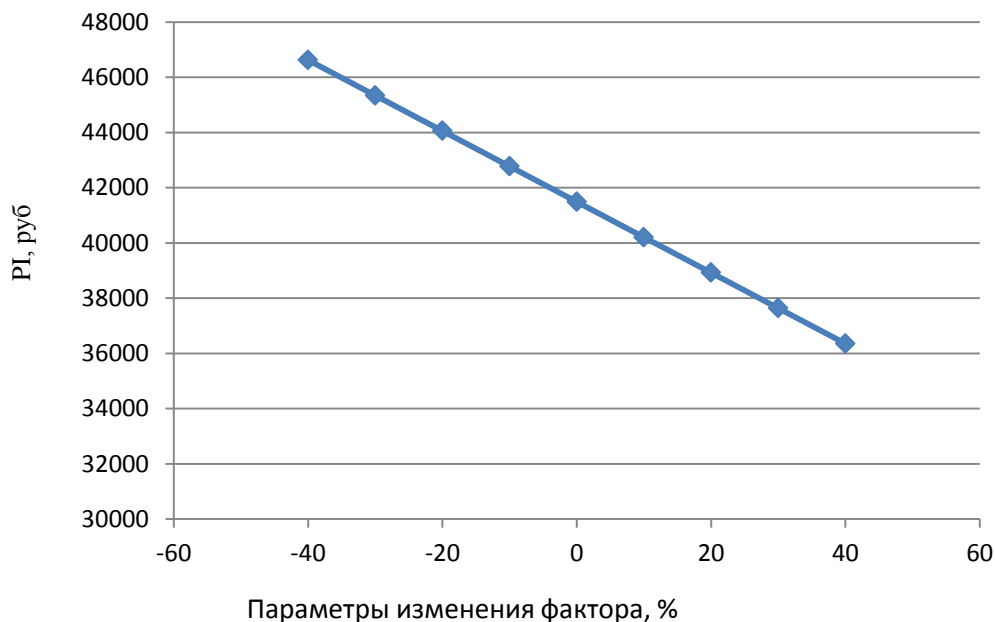


Рисунок 7.3– Влияние изменения объема инвестиций на PI

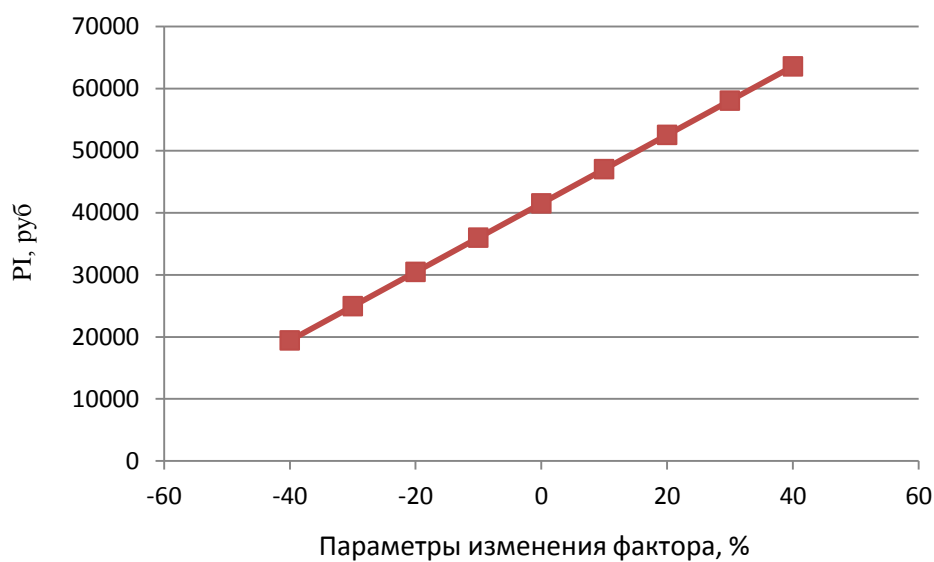


Рисунок 7.4– Влияние цены сбыта на PI

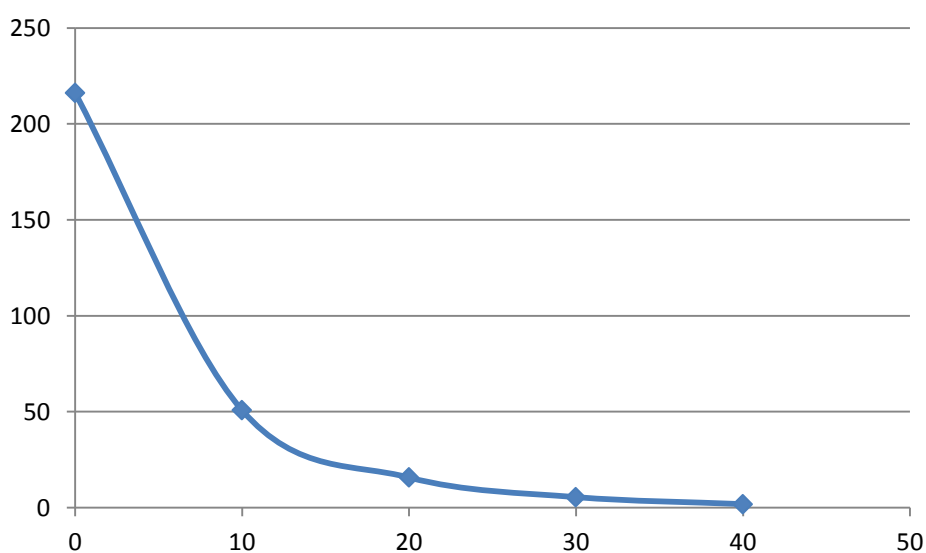


Рисунок 7.5– Влияние ставки дисконтирования на PI

Увеличение стоимости строительства и увеличение ставки дисконтирования уменьшает величину PI. При увеличении объема реализации выработки электроэнергии PI увеличивается.

8 Подводно-техническое обследование состояния гидротехнических сооружений и примыкающих к ним участков неукрепленного русла

8.1 Область применения

Подводно-техническое обследований гидротехнических сооружений гидроэлектростанций всех типов (руслowych, в том числе совмещенных, деривационных, гидроаккумулирующих) проводится:

- в период завершения строительства;
- при нормальной эксплуатации сооружений гидроузла;
- при проведении работ по ремонту и реконструкции элементов водопропускных сооружений.

8.2 Основные требования

8.2.1 Объекты обследования

Объектами подводно-технического обследования являются конструкции и элементы гидротехнических сооружений, находящиеся в процессе эксплуатации постоянно или большую часть времени под водой. К ним относятся:

со стороны верхнего бьефа:

- верховые грани бетонных водоподпорных сооружений;
- поверхности водосливных оголовков, расположенные с верховой стороны перекрывающих затворов;
- отдельные стены и быки;
- бетонное крепление дна за водопропускными сооружениями, в том числе, зданиями ГЭС (водобои, рисбермы);
- отдельные устои;
- низовые грани бетонных плотин (глухих участков);

В верхнем бьефе многопролетных сооружений, не имеющем явно выраженных морфологических особенностей русла (неровностей дна, резких сужений или расширений в плане), участок обследования подводящего канала должен охватывать примыкающую к напорному фронту полосу шириной не менее 3 – 5 глубин воды на понуре или расчистках подводящего русла при НПУ – для низко - и средненапорных сооружений (напор менее 60 м) и не менее 2 – 3 глубин – для высоконапорных сооружений.

В нижнем бьефе обследование неукрепленного русла должно обязательно охватывать зону расположения ям (воронок) местного размыва за водопропускными сооружениями, а при необходимости оценки потерь выработки электроэнергии, обусловленных подпором уровней нижнего бьефа здания ГЭС от гряды отложений продуктов местного размыва (бара), – зону расположения этой гряды.

В нижних бьефах многопролетных (5 и более пролетов) водосбросных сооружений и зданий ГЭС с 5 и более гидроагрегатами при отсутствии явно выраженных морфологических особенностей русла (островов, скальных выступов, резких сужений и расширений в плане и т.п.) обследованием рекомендуется охватывать примыкающую к водопропускным сооружениям полосу шириной не менее:

– 2,5 – 3,0 длин крепления дна (водобоя, рисбермы, ковша и т.п.) или 25 – 30 напоров на гидроузел – за водосбросными плотинами с гашением энергии в гидравлическом прыжке на водобое, а также за русловыми зданиями ГЭС в условиях гидроузлов, как правило, возведенных на нескальных грунтах;

8.3 Сроки и периодичность проведения подводно-технического обследования

Подводно-технические обследования в период завершения строительства сооружений гидроузла должны производиться после пропуска воды с нарушением режимов регулирования затворами водопропускных сооружений и/или при пропуске паводков с расходами, превышающими расчетные расходы строительного периода, но не реже одного раза в 2 года.

Подводно-техническое обследование на завершенном строительстве гидротехнических сооружений должно производиться впервые после 2 лет эксплуатации гидроузла. Если в первом году эксплуатации условия пропуска паводка отличались от проектных, обследование должно выполняться после пропуска паводка первого года эксплуатации.

В дальнейшем подводно-технические обследования гидротехнических сооружений и примыкающих участков русла

Со стороны нижнего бьефа должны производиться после каждого пропуска расходов воды, близких к расчетным, но не реже одного раза в 5 лет.

Со стороны верхнего бьефа подводно-технические обследования допускается производить с большей периодичностью, но не реже одного раза в 10 лет.

При выполнении работ по ремонту (или реконструкции) элементов подводных конструкций после пропуска первого паводка через отремонтированный участок следует произвести его внеочередное подводно-техническое обследование с целью оценки качества и эффективности выполненных работ.

В случае обнаружения на элементах сооружений, подводящих и отводящих каналов разрушений, деформаций и размывов, влияющих на надежность работы сооружений, подводно-технические обследования рекомендуется проводить чаще.

8.4 Методы и способы обследования

Подводно-техническое обследование гидротехнических сооружений и рельеф примыкающих к ним участков русла надлежит обследовать с охватом 100% их поверхности гидроакустическим и визуальным методами.

К гидроакустическим методам обследования относится площадное обследование, выполняемое при помощи однолучевых и многолучевых эхолотов, а так же локаторов бокового обзора. Предельная общая ошибка определения планового и высотного положения объектов обследования должна быть не более 0,25 м для сооружений I и II классов и не более 0,35 м для сооружений III и IV классов при доверительной вероятности 95%.

Получаемые в результате обследования гидроакустическими методами количественные показатели состояния подводных поверхностей конструкций, их элементов, дна и береговых склонов русла должны обеспечивать выявление и фиксацию дефектов, повреждений и деформаций обследуемых поверхностей и всех находящихся на них посторонних предметов, размер которых превышает следующие значения:

- при обследовании состояния поверхностного слоя бетонных конструкций, производимом с целью выявления мест оголения арматуры, кавитационных, абразионных и иных повреждений – 0,05 м;

- при обследовании состояния бетонных поверхностей, в том числе плитных покрытий, производимом с целью выявления деформаций (сдвигов, осадок, выпучивания и т.п.) – 0,15 м;

Площадное обследование включает в себя:

- съемку обследуемой поверхности с использованием специализированных гидроакустических приборов, оснащенных автоматизированной системой позиционирования (площадная акустическая съемка);
- фото-видеосъемку с помощью подводных специализированных комплексов, оснащенных автоматизированной системой позиционирования (площадная видеосъемка).

Однолучевые эхолоты следует использовать главным образом для получения выборочной дискретной информации о состоянии поверхности дна (рис.8.1).

Для получения полной информации о состоянии обследуемых подводных поверхностей использование только однолучевых эхолотов недостаточно и практически нецелесообразно из-за чрезвычайной сложности сгущения системы галсов до уровня обеспечивающего необходимое взаимное перекрытие полос съемки.

Для обследования вертикальных (или близких к ним) поверхностей однолучевые эхолоты не применимы.

а) При обследовании отдельных участков неукрепленных русел (как правило, нескальных), проводимом для обнаружения каких-либо предметов, допускается применение промеров с инструментальной оценкой рельефа дна. В междугалсовом пространстве осуществляется только обзор рельефа дна с

помощью локаторов бокового обзора (рис.8.1 б). При обосновании расстояния между галсами следует учитывать имеющиеся сведения об особенностях рельефа, затрудняющих получение достоверной информации.

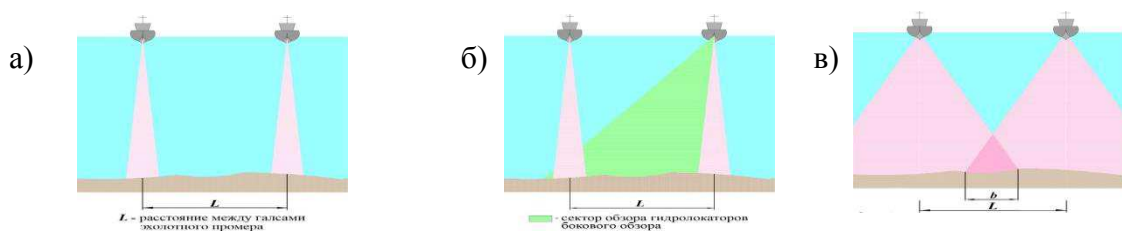


Рисунок 8.1-Способы гидроакустической съемки рельефа дна

- а – промер – измерение глубин однолучевым эхолотом на галсах;
- б – промер с инструментальной оценкой рельефа дна – промер, выполняемый в сочетании с обзором дна между галсами с помощью гидролокаторов бокового обзора;
- в – площадное обследование с использованием многолучевого эхолота

б) Для удовлетворения требования взаимного перекрытия полос при проведении съемки гидроакустическим методом следует использовать многолучевые эхолоты высокого разрешения (рис.8.1 в), технические характеристики которых обеспечивают широкую полосу фиксации характеристик обследуемой поверхности, обнаружение и идентификацию особенностей ее рельефа, дефектов и находящихся на ее поверхности предметов.

При проведении площадной съемки с помощью специализированных фото-видеокомплексов необходимо обеспечивать взаимное перекрытие изображения полосами шириной не менее 30% размера кадра (рис.8.2)

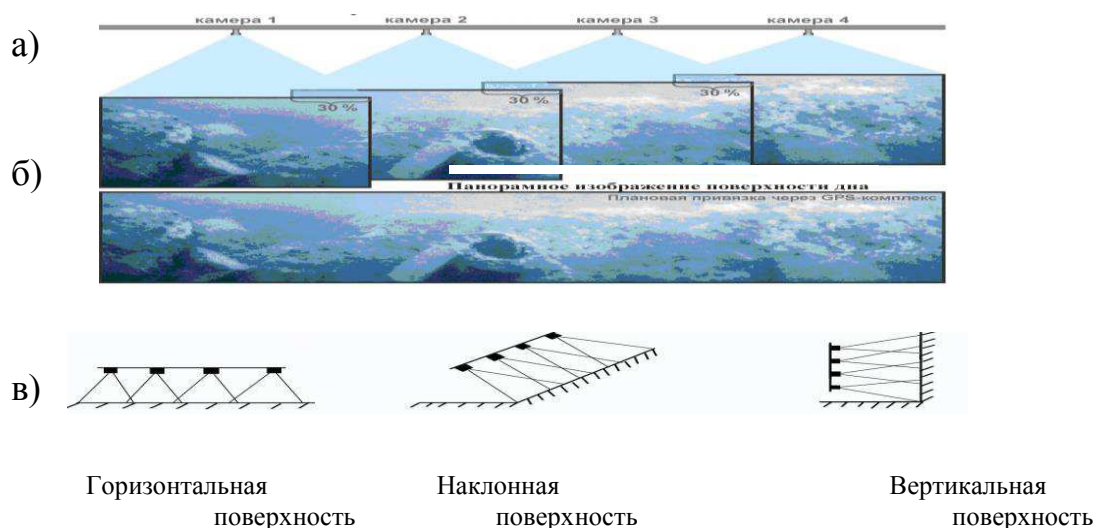


Рисунок 8.2- Принцип площадной фото- видеосъемки
а – схема расположения аппаратуры в видеокомплексе
б – панорамное изображение поверхности дна
в – схема расположения аппаратуры

Визуальный метод следует применять при обследовании элементов участков подводных поверхностей сооружений, которые по своим конструктивным особенностям и расположению недоступны для обследования гидроакустическими средствами.

К визуальным методам обследования относятся обследования, выполняемое с подводной фото/видео съемкой при помощи телеуправляемых необитаемых подводных аппаратов или при помощи водолазов.

Обследование гидротехнических сооружений визуальным методом выполняется:

а) специализированными телеуправляемыми необитаемыми подводными комплексами (СТНПК) или системами для площадной съемки;

б) телеуправляемыми необитаемыми подводными аппаратами (ТНПА) инспекционного и осмотрового классов;

в) при помощи водолазов с применением аппаратуры для подводной фото - видеосъемки.

8.5 Схемы проведения обследования

При гидроакустическом методе.

Схема расположения галсов для акустической съемки должна учитывать конструктивные особенности гидротехнических сооружений и режим его эксплуатации.

Галсы основного покрытия (в дальнейшем – галсы) при промере следует располагать перпендикулярно общему направлению горизонталей или береговой линии.

Галсы относительно друг друга рекомендуется располагать:

а) параллельно, когда требуется равномерное покрытие промером всей площади с одинаковой подробностью;

б) веером (радиальные галсы), когда увеличение междугалсовых расстояний по мере удаления от объекта обследования согласуется с увеличением глубин и, соответственно, с уменьшением подробности промера (например, при обследовании откосов, имеющих конусообразную форму);

в) перпендикулярно – при сгущении промера для обследования участков с признаками деформаций поверхности, а также участков, на которых выполняются ремонтно-восстановительные работы.

При площадном обследовании гидротехнических сооружений I и II классов галсы следует прокладывать с учетом допустимых отклонений. При этом перекрытие смежных полос должно быть не менее 2-х средних квадратических ошибок в определении места (при доверительной вероятности 95 %).

Визуальным методом.

Выбор схем проведения обследования визуальным методом определяется требованиями технического задания, расчетом маршрутов съемки и применяемыми технологиями.

При обследовании состояния сооружений на участке сопряжения крепления откосов и/или вертикальных стен с дном водотока маршруты фото- и видеосъемок следует располагать параллельно друг другу вдоль линии сопряжения поверхностей.

Маршруты фото - и видеосъемок вертикальных или близких к вертикальным поверхностей при обследовании температурно-осадочных швов бетонных сооружений, пазовых и других протяженных конструкций должны располагаться вдоль этих элементов сооружения.

Схемы и порядок обследования при помощи водолазов определяются техническими возможностями водолазного снаряжения и требованиями безопасности спусков водолазов.

При обнаружении видеосъемкой повреждений, деформаций или посторонних предметов следует произвести их фотосъемку. Если ширина маршрута недостаточна для воспроизведения на фотоснимке всей занимаемой им площади, необходимо выполнить дополнительную фотосъемку, обеспечивающую полный охват участка распространения дефекта.

8.6 Результаты обследования

Результаты обследования должны быть представлены в виде технического отчёта. В текстовой части отчёта должны содержаться сведения об объекте обследования, краткое описание методов, примененных при обследовании, описание аппаратуры, примененной при обследовании, программного обеспечения, описание карт и схем, созданных по материалам гидрографического обследования, а также анализ фактического состояния

подводной поверхности гидротехнических сооружений, определяемый Техническим заданием.

Графические приложения к отчету должны давать полное представление о результатах проведенного обследования. Состав приложений должен соответствовать требованиям к полноте, достоверности, точности и качеству отчетных материалов.

Рельеф дна (крепления и неукрепленного русла) должен быть представлен горизонталями с постоянным сечением, которое не должно быть меньше общей погрешности (при доверительной вероятности 95 %).

Характерные особенности обследуемой поверхности, не выражающиеся основными горизонталями, должны быть показаны дополнительными горизонталями или условными знаками.

Карта отклонений отметок дна по результатам съёмки должна отражать процесс переформирования дна за время эксплуатации объекта или за время, прошедшее после предыдущей съёмки.

Карта оценки качества съёмки должна содержать информацию о точности выполненной съёмки. Рассчитанные значения погрешности определения отметок при заданном значении доверительного интервала должны быть представлены на картографической основе в виде семейства изолиний. Карта оценки качества необходима для сопоставимости и сравнимости разновременных результатов обследований.

Акустическое изображение подводной поверхности бьефа должно наглядно отображать полноту обследования, а также давать качественное представление о рельефе дна, границах конструктивных элементов, объектах на поверхности дна, границах каменной кладки или наброски, области аккумуляции наносов и зоны подмыва концевых участков бетонных сооружений.

Продольные и поперечные профили элементов гидросооружений и деформируемого русла, построенные по результатам обследования, должны давать представление о характере и направленности деформаций. Для этого в дополнение к результатам произведенного обследования на них должны быть нанесены:

- проектные очертания профиля;
- очертания профиля по результатам предыдущего или (выборочно, по согласованию с Заказчиком) нескольких предыдущих обследований.

Результаты гидроакустического обследования вертикальных и близких к вертикальным поверхностям должны быть представлены:

- акустическим изображением поверхности;
- сечениями участков поверхности, на которых выявлены отклонения превышающие значения.

Фотографии и фотографические планы участков поверхности сооружений и/или неукрепленного русла, схемы и зарисовки, полученные при визуальном обследовании, должны быть выполнены в виде, дающем полное представление о выявленных повреждениях (дефектах, изъянах) и посторонних предметах с указанием их местоположения в местной системе координат.

Фотографические планы необходимы для оценки качественного состояния подводных поверхностей и возможности их сопоставления при последующих обследованиях.

В техническом отчете должны быть представлены все выявленные в процессе обследования дефекты подводной поверхности конструкций (бетонных и металлических) и их элементов (в виде схем, карт, фотографий).

В техническом отчете должно быть приведено сопоставление состояния элементов сооружений и примыкающих к ним участков подводящего и отводящего русел, зафиксированного в выполненном обследовании, с их состоянием по результатам предыдущих обследований и/или по проекту.

Если в период между обследованиями выполнялись ремонтно-восстановительные работы или осуществлялись эксплуатационные мероприятия, направленные на исправление или ослабление негативных изменений в состоянии сооружений, по результатам, проведенного подводно-технического обследования, должны быть оценены их эффективность.

По итогам проведенного обследования собственником (эксплуатирующей организацией) гидротехнического сооружения проводится оценка соответствия результатов выполненного обследования техническому заданию по следующим показателям:

- достоверность и качество полученных результатов;
- качество представленного графического материала;
- объем выполненного обследования.

Для проведения оценки соответствия выполненного обследования техническому заданию собственником (эксплуатирующей организацией) могут привлекаться специализированные научно-исследовательские и/или проектные организации.

Результаты подводно-технического обследования должны заноситься в паспорт гидротехнических сооружений ГЭС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе рассчитаны и определены основные элементы и параметры Бурской ГЭС высотой 65 метра на реке Витим, являющейся сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для основного обеспеченностью 0,1%, поверочного 0,01% обеспеченности и строительного 10% обеспеченности случаев: $Q_{0,1\%} = 10496 \text{ м}^3/\text{с}$, $Q_{0,01\%} = 11672 \text{ м}^3/\text{с}$, $Q_{10\%} = 7375 \text{ м}^3/\text{с}$.

В ходе водно-энергетических расчетов на основе исходных данных по энергосистеме и гидрологии была выбрана установленная мощность Бурской ГЭС, а также определена зона ее работы в суточных графиках нагрузки для зимы. Установленная мощность составила 1404 МВт. Определен уровень мертвого объема, отметка которого равна 143,5 м. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 11,62 млрд. МВт·ч.

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

Максимальный $H_{\max} = 38,5 \text{ м}$;

Расчетный $H_{\text{расч}} = 30 \text{ м}$;

минимальный $H_{\min} = 20 \text{ м}$.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС Q_{\max} , соответствующий расчетному напору, составляет 6240 м³/с.

При выборе турбин рассматривалось два варианта ПЛ40а-В и ПЛ40б-В с разными диаметрами. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с восьмью гидроагрегатами, с диаметром рабочих колес 9,5 м (ПЛ40б-950).

По справочным данным для выбранной поворотно-осевой турбины с синхронной частотой вращения 75 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ-1490/220-96ТВ4 с номинальной активной мощностью 195 МВт.

Компоновка гидроузла была принята русловой. Строительные расходы пропускаются через донные отверстия. Здание ГЭС – руслового типа.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля – 110 м;
- правобережная и левобережная бетонные плотины;
- здание ГЭС руслового типа.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- отметка гребня водослива -250 м;

- отметка гребня бычка –266 м;
- отметка подошвы плотины – 201 м;
- ширина подошвы плотины по основанию –44,25 м;
- количество водосливных отверстий – 11;
- ширина водосливных отверстий - 10 м;
- высота сооружения – 65 м;
- толщина бычка – 3 м;

В качестве гасителя энергии потока выбран водобойный колодец.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,43 и 1,52 для основного и особого сочетаний нагрузок соответственно (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Бурского гидроузла отвечает требованиям надежности.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия по охране труда и противопожарной безопасности. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- удельная себестоимость производства электроэнергии – 0,048 руб/кВт·ч;
- срок окупаемости станции 6,8 лет с начала строительства

Таким образом, строительство Бурской ГЭС с установленной мощностью 1404 МВт в настоящее время является целесообразным.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Александровский, А.Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/ А.Ю. Александровский, Е.Ю.Затеева, Б.И.Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2005. – 174 с.
2. Типовые строительные конструкции, изделия и узлы серия 1.424.3 – 7. Строительные колонны одноэтажных производственных зданий, оборудованных мостовыми опорными кранами [Электронный ресурс] :введ: 01.05.1985 // Справочная проектировщика «DWG». – Режим доступа: <http://www.dwg.ru>.
3. ГОСТ 8339-84 Установки маслonaпорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва :Стандартинформ, 2008. – 8 с
4. Каталог «Продукция компании» [Электронный ресурс] // «SynergyAstana» – инновационная инжиниринговая компания в области энергетики. – Режим доступа: <http://www.synergy.kz>.
5. СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва : Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.
6. ГОСТ Р 53866-2010 Рельсы крановые. Технические условия. – Введ. 13.09.2010 – Москва :Стандартинформ, 2011. – 12с.
7. ГОСТ 534-78 Краны мостовые опорные. Пролеты. – Взамен ГОСТ 534-69 ;введ. 01.07.1979 – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2002. – 4 с.
8. Прошин, А. С. Монтажные краны электростанций : учебное пособие для вузов / А. С. Прошин. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Машиностроение, 1973. – 248 с.
9. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
10. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.
11. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике : учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с. 129
12. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
13. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.

14. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.
15. Гидротехнические сооружения. Часть 2 : учебник для вузов / Л. Н. Рассказов [и др.]. – Москва : Издательство Ассоциаций строительных вузов, 2008. – 528 с.
16. ГОСТ 23119-78 Фермы стропильные стальные сварные с элементами из парных уголков для производственных зданий – Введ. 28.04.1978 – Москва :Стандартинформ, 2011. – 12с.
17. Об утверждении Положения о СУОТ [Электронный ресурс] : распоряжение РАО ЕЭС России от 14.01.98 № 5р // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
18. ПОТР М-016-2013 РД 153-34.0-03.150-00. Межотраслевые правила по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок [Электронный ресурс] : от 24.07.2013 N 328н // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
19. РД153.-34.0-03.301-00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий [Электронный ресурс] : от 21.12.99 N 20/2-3/3806 // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
20. Конституция Российской Федерации : офиц. текст. – Москва : Маркетинг, 2001. – 39 с.
21. Об охране окружающей среды [Электронный ресурс] :федер. закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
22. 24.Об охране атмосферного воздуха [Электронный ресурс] :федер. закон от 04.05.1999 N 96-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
23. Об отходах производства и потребления [Электронный ресурс] :федер. закон от 24.06.1998 N 89-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
24. О животном мире [Электронный ресурс] :федер. закон от 13.12.1996 N 52-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
25. Об особо охраняемых природных территориях [Электронный ресурс] :федер. закон от 14.03.1995 N 33-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>. 130
26. О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения[Электронный ресурс] :федер. закон от 30.03.1999 N 52-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
27. О безопасности гидротехнических сооружений[Электронный ресурс] :федер. закон от 23.12.2003 N 186-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

28. Об экологической экспертизе[Электронный ресурс] :федер. закон от 16.05.2008 N 75-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
29. О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов[Электронный ресурс] :федер. закон от 06.12.2007 N 333-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
30. Земельный кодекс Российской Федерации : офиц. текст. – Москва : Маркетинг, 2008. – 55 с.
31. Водный кодекс Российской Федерации : офиц. текст. – Москва : Маркетинг, 2008. – 42 с.
32. Лесной кодекс Российской Федерации : офиц. текст. – Москва : Маркетинг, 2008. – 45 с.
33. Единые сценарные условиями ПАО «РусГидро» на 2016 – 2041 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 08.02.2016 г. №92), 2008 – 14 с.
34. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва :ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.
35. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва :ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.
36. ГОСТ 27.002-89 Надёжность в технике основные понятия. Термины и определения – Введ. 01.07.1990 – Москва :Энергоатомиздат, 1990. – 38 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Эпюры действующих нагрузок на плотину для основного сочетания нагрузок и воздействий

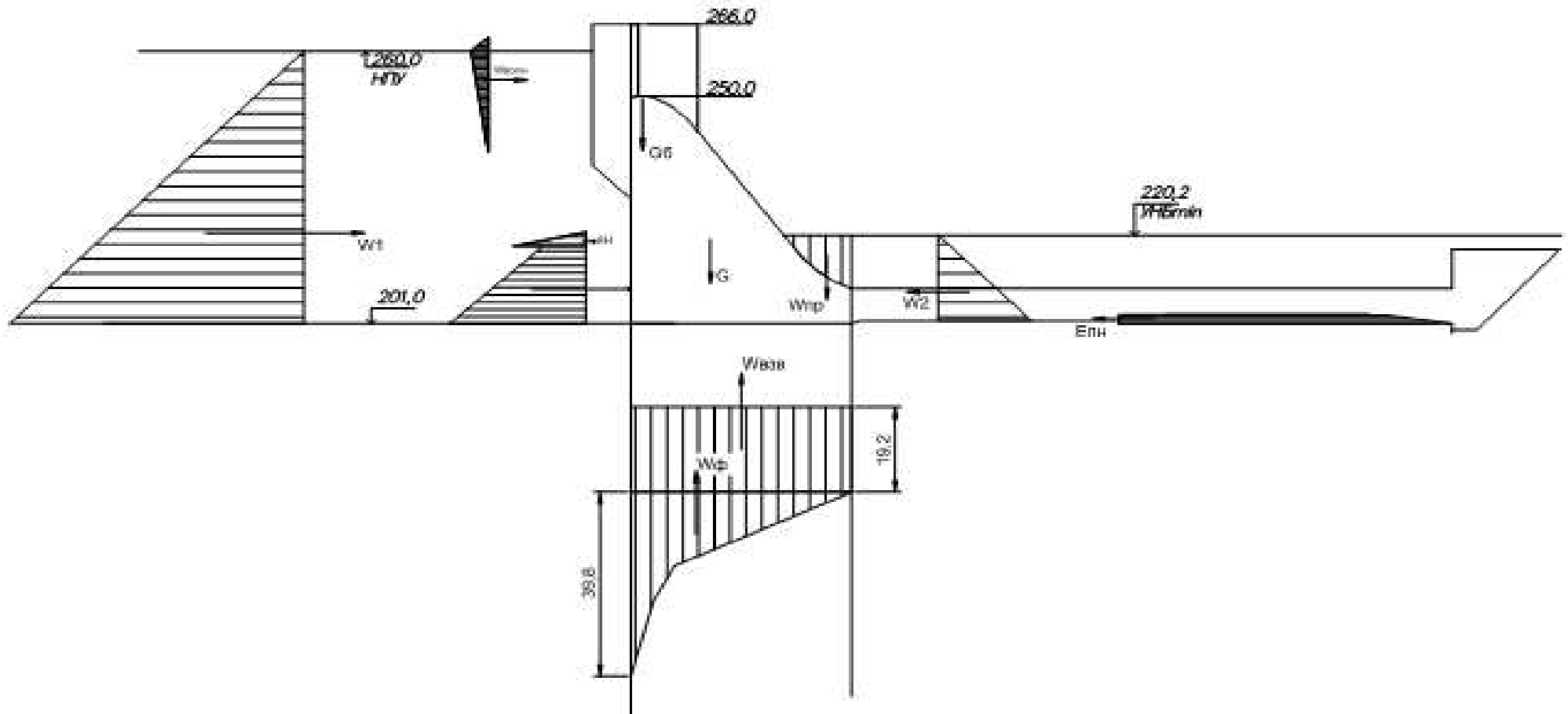


Рисунок А.1 - Эпюры действующих нагрузок на плотину для основного сочетания нагрузок и воздействий

ПРИЛЖЕНИЕ Б

Эпюры действующих нагрузок на плотину для особого сочетания нагрузок и воздействий

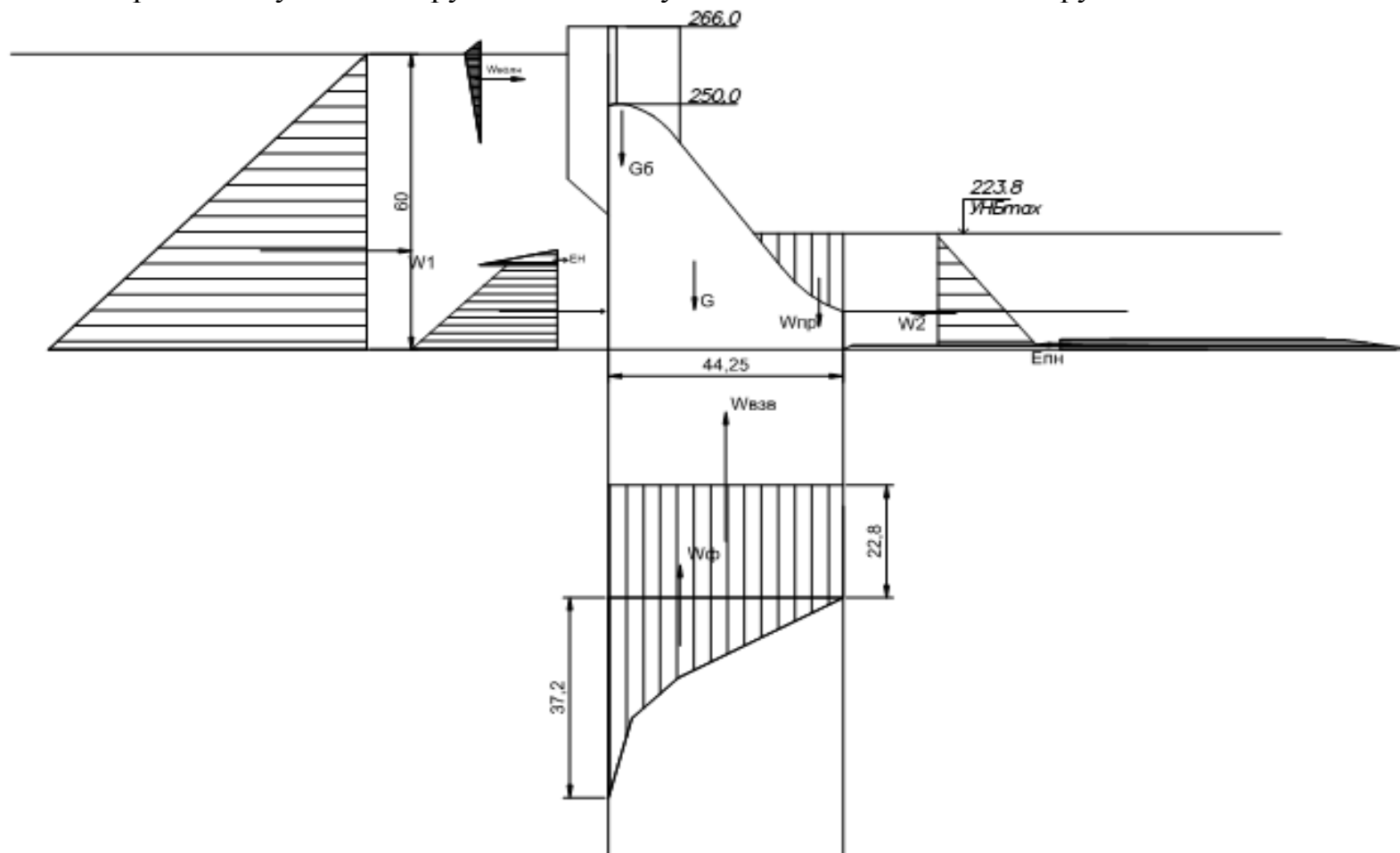


Рисунок Б.1 - Эпюры действующих нагрузок на плотину для особого сочетания нагрузок и воздействий

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно-Шушенский филиал

ОТЗЫВ

Руководителя Глущенко С. И. Инженера СМГТС Филиал ПАО РусГидро
«Саяно-Шушенская ГЭС им. П. С. Непорожного»

на бакалаврскую работу «Проектирование Бурской ГЭС на реке Витим.
Подводно-техническое обследование состояния гидротехнических сооружений и
примыкающих к ним участков неукрепленного русла».
Акуловой Александры Владимировны

Бакалаврская работа, разработанная Акуловой А.В., выполнена в полном объеме в соответствии с выданным заданием. Работа представлена на 135 листах пояснительной записки и 6 листах иллюстрационного материала. Достаточно подробно разработаны все части проекта. В бакалаврской работе разработаны и рассчитаны гидросооружения, основное и вспомогательное гидротурбинное оборудование и технология строительства. Выполнены водно-энергетические и технико-экономические расчеты.

В рамках специального вопроса были рассмотрены основные требования к подводно-техническому обследованию состояния гидротехнических сооружений, объекты обследования со стороны верхнего и нижнего бьефов, сроки и периодичность обследования. Его актуальность связана с получением материалов, необходимых для оценки состояния сооружений находящихся под водой, своевременным выявлением дефектов и повреждений, влияющих на снижение эксплуатационной надежности сооружения.

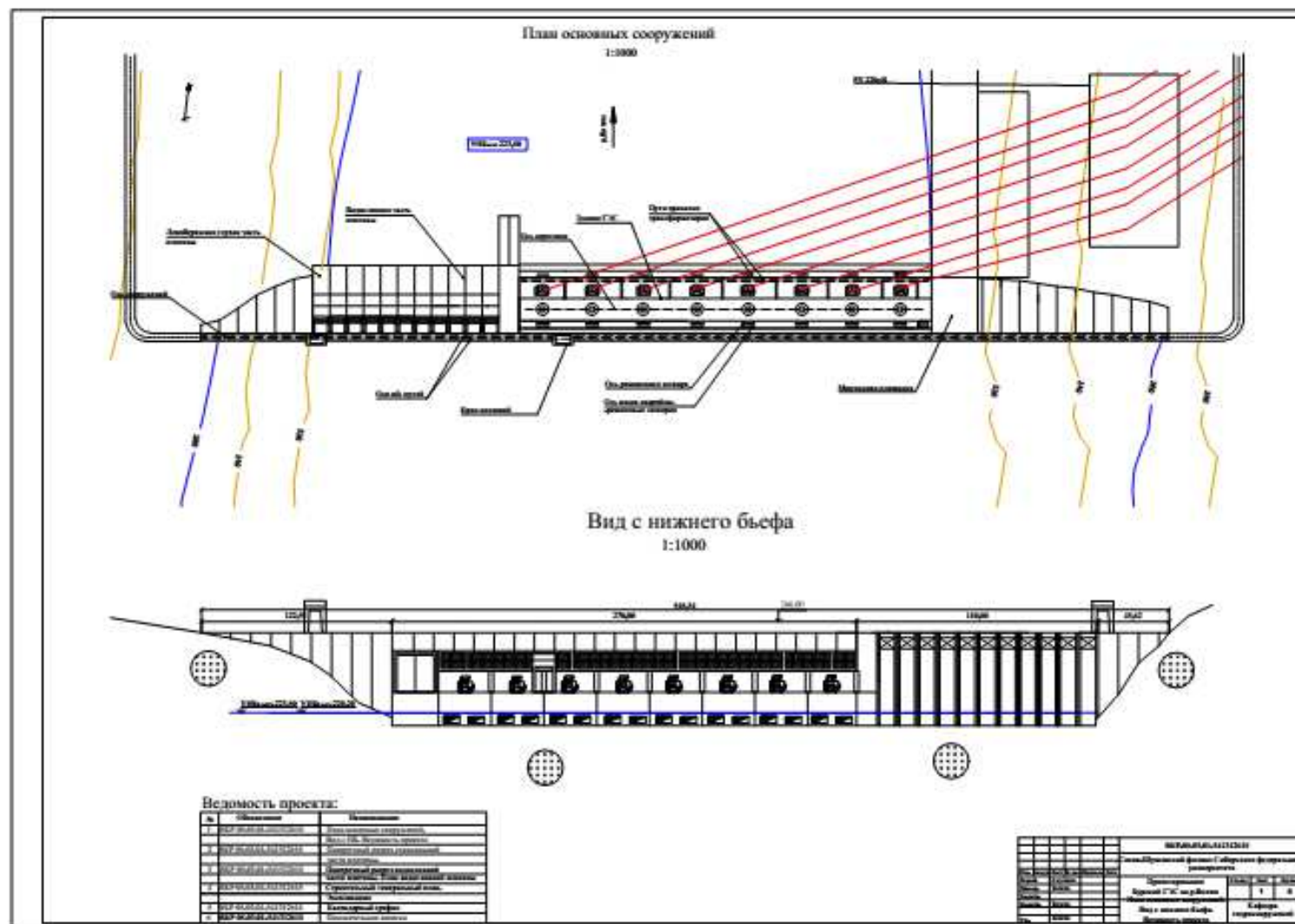
К недостатку рассматриваемого дипломного проекта относится заглубление водосбросных сооружений на 16 м, что экономически не выгодно.

Работа по теме проекта и специального вопроса потребовала от А.В. Акуловой расширения знаний самостоятельной проработки вопроса.

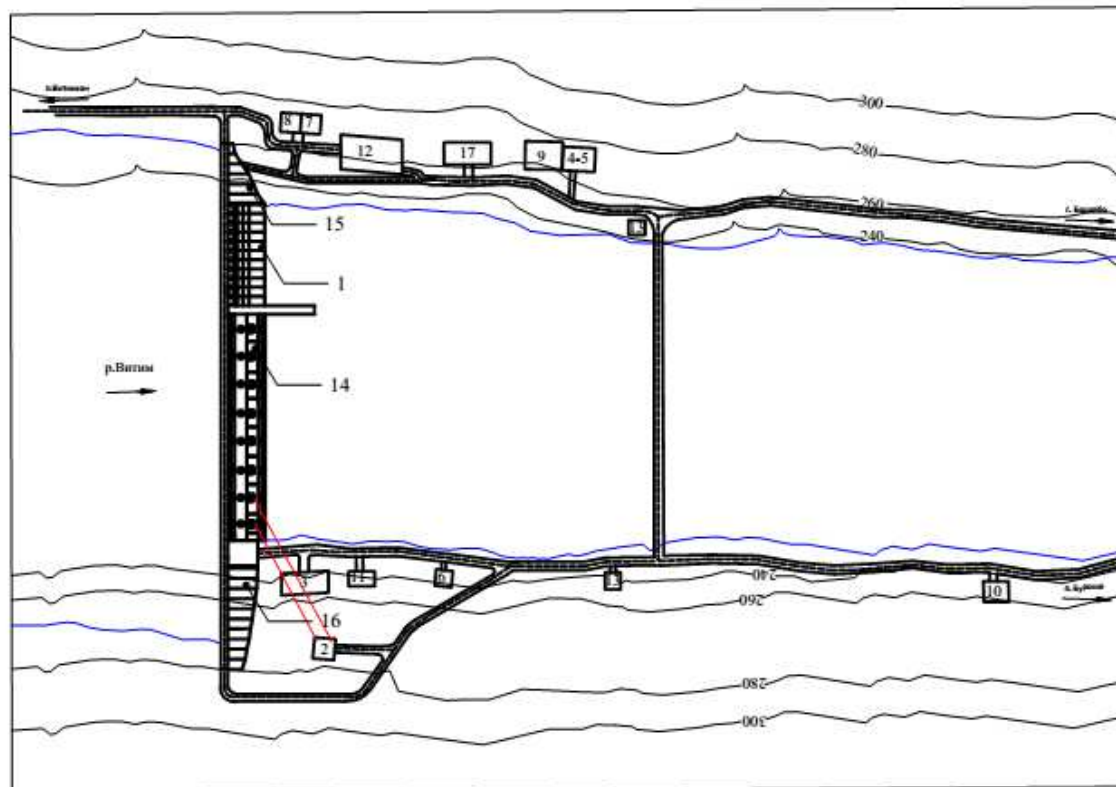
Бакалаврская работа «Проектирование Бурской ГЭС на реке Витим» заслуживает положительной оценки, а автор проекта А.В. Акулова присвоения квалификации бакалавр техники и технологии.

Дата 2.06.2014

Подпись 



Строительный генеральный план



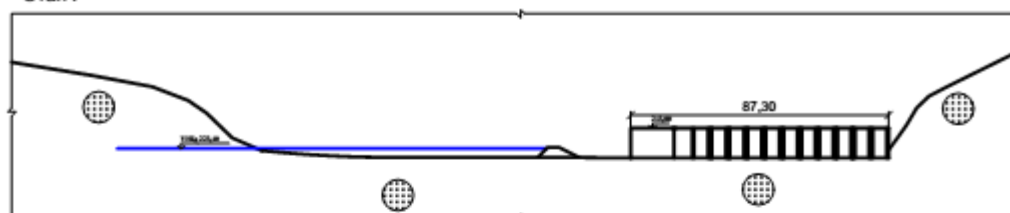
Экспликация зданий и сооружений

Водосливная плотина	1
Круэ	2
База гидромеханического оборудования	3
Бетонный завод, лаборатория	4,5
Складская база	6
Становая	7
Медицинский пункт	8
Гравийно-сортировочное хозяйство	9
Жилой поселок	10
Ремонтно-механическая мастерская	11
Монтажная площадка	12
Контрольно-пропускной пункт	13
Станционная плотина	14
Левобережная бетонная плотина	15
Правобережная бетонная плотина	16
Служебно-технический корпус	17

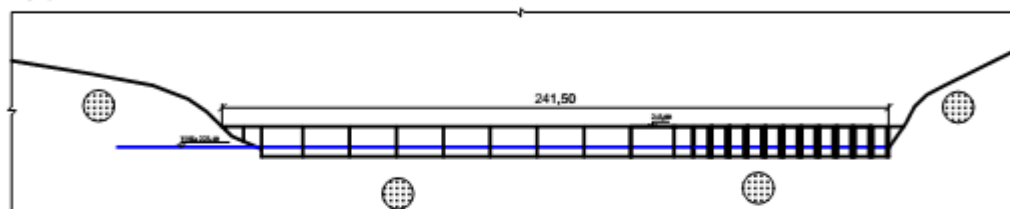
						ВКР-08.03.01-541312618					
						Свято-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
						Проектирование Бурской ГЭС на р. Натом					
						Строительство гидротехнических зданий и сооружений					
						Кафедра гидротехнических сооружений					

Этап I

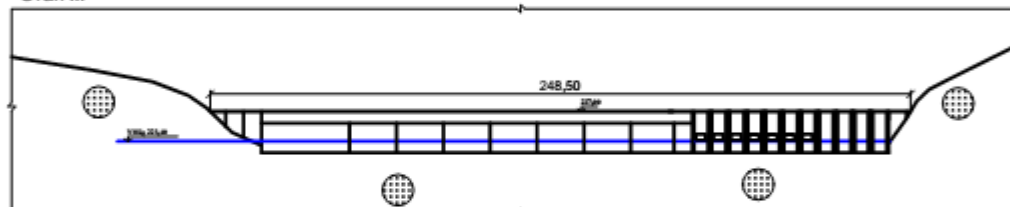
Масштаб 1:500



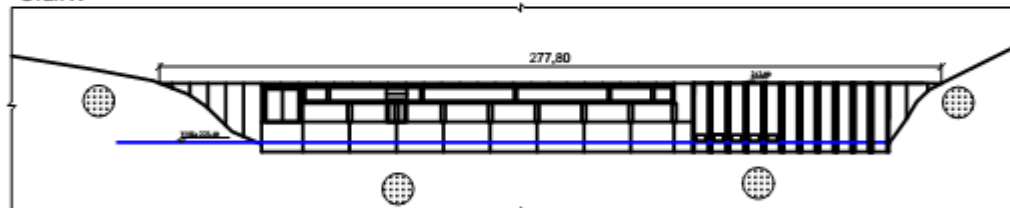
Этап II



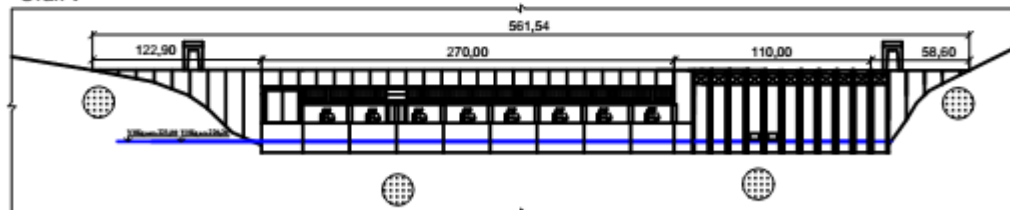
Этап III



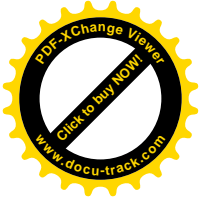
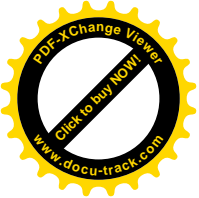
Этап IV



Этап V



							ВКР-08.03.01-571312618		
							Савно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета		
Имя	Фамилия	Отчество	Пол	Дата рождения	Подпись	Дата	Степень	Дата	
Академик	Степанов		Мужской						
Ученый	Степанов		Мужской						
Секретарь	Степанов		Мужской						
Ученый	Степанов		Мужской						
Проектирование Вулкан ГЭС на р. Витим							Кафедра гидрологических сооружений, 2017		
Эксп. строительства ГЭС									

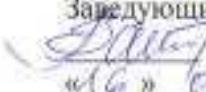


Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидротехнических сооружений»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В.Б. Затеев

«16» 06 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01–Строительство

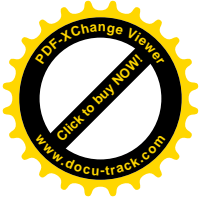
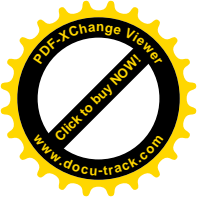
ПРОЕКТИРОВАНИЕ БУРСКОГО ГИДРОУЗЛА НА РЕКЕ ВИТИМ.

**ПОДВОДНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ СОСТОЯНИЯ
ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ И ПРИМЫКАЮЩИХ К
НИМ УЧАСТКОВ НЕУКРЕПЛЕННОГО РУСЛА**

Руководитель   С.И. Глущенко
подпись, дата должность, ученая степень

Выпускник  2 06 2017 А.В. Акулова
подпись, дата

Саяногорск 2017



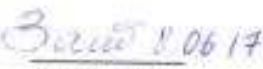
Продолжение титульного листа БР по теме Проектирование Бурского гидроузла на реке Витим. Подводно-техническое обследование состояния гидротехнических сооружений и примыкающих к ним участков неукрепленного русла

Консультанты
по разделам:

Общая часть

 8.06.17 С.И. Глушенко
подпись, дата

Водно-энергетические
расчеты

 8.06.17 Е.Ю.Затеева
подпись, дата

Выбор основного и
вспомогательного
оборудования

 16.06.17 А.В.Масленникова
подпись, дата

Компоновка гидроузла,
выбор типа и расчет основных
сооружений

 14.06.17 Л.С.Пермякова
подпись, дата

Технология гидротехнического
Строительства

 15.06.17 Н.А.Эклер
подпись, дата


Мероприятия по охране природы

 15.06.17 В.А.Кадычев
подпись, дата

Технико-экономические показатели

 05.06.17 В.В.Лапасова
подпись, дата

Спецвопрос

 8.06.17 С.И. Глушенко
подпись, дата

Нормоконтролер

 19.06.17 А.А.Чабанова
подпись, дата